



Universidad
Carlos III de Madrid

Escuela Politécnica Superior
Ingeniería Industrial
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Proyecto Fin de Carrera

Emisiones De CO₂ En El Sector Industrial Presente Y Futuro En España

Autor: Alberto López Hualda
Tutor: Fernando Soto Martos

Diciembre, 2011.

ÍNDICE GENERAL.

ÍNDICE DE FIGURAS.

ÍNDICE DE TABLAS.

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos.....	1
1.3 Estructura de la memoria.....	1
2. EFECTO INVERNADERO Y CO₂.....	3
3. ANTECEDENTES Y NORMATIVA.....	5
3.1 Protocolo de Kioto.....	5
3.2 Comercio de derechos de emisión.....	6
3.2.1 ¿Qué ventajas ofrece el mercado comunitario de derechos de emisión?.....	6
3.3 Plan Nacional de Asignación.....	7
3.3.1 ¿Quién asigna los derechos de emisión?.....	7
3.3.2 ¿Cuántos derechos de emisión se asignan?.....	7
3.3.3 Actividades e instalaciones afectadas hasta 2012.....	7
3.3.4 Umbrales.....	9
3.3.5 Actividades e instalaciones no incluidas en el régimen de derechos de emisión.....	9
3.3.6 ¿Qué control existe sobre la situación de los derechos de emisión?.....	10
3.4 Obligaciones de las instalaciones afectadas.....	10
3.4.1 ¿Qué ocurre si al titular de una instalación le sobran derechos para cubrir sus emisiones? ..	10
3.4.2 ¿Qué ocurre si los derechos asignados a una determinada instalación no resultan finalmente suficientes para cubrir sus emisiones? ..	11
3.5 Mecanismos basados en proyectos. Mecanismo de AC y MDL.....	11
3.5.1 ¿Qué ventajas ofrecen los Mecanismos de AC y el MDL?.....	12
3.5.2 Fondos de Carbono.....	12
3.6 Recapitulación.....	13
4. POST-KIOTO 2013-2020.....	15
4.1 Impacto económico en los consumidores industriales.....	17
4.1.1 Costes directos.....	17
4.1.2 Costes indirectos.....	18
5. MERCADOS DE CO₂.....	21
5.1 Cómo realizar operaciones de compraventa de derechos de emisión.....	21
5.1.1 Diferencias entre los Mercados OTC y las Bolsas de CO ₂	22
5.2 Cotización de la tonelada de CO ₂	22
6. EMISIONES DE CO₂ EN ESPAÑA.....	25
6.1 Evolución de las emisiones globales.....	25
6.2 Emisiones por sectores.....	28
7. PLANTILLA DE SIMULACIÓN DE EMISIONES DE CO₂.....	31
7.1 Electricidad.....	31
7.2 Uso de la plantilla.....	35
7.2.1 Cemento.....	36
7.2.2 Siderurgia.....	39
8. CONCLUSIONES.....	45
9. BIBLIOGRAFÍA.....	47
10. ANEXOS.....	48

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Contribución global al efecto invernadero por tipo de gas.

Figura 2: Reparto de los objetivos de Kioto.

Figura 3: Arrastre de derechos de emisión.

Figura 4: Participación de países inversores y destinatarios de proyectos MDL hasta 2010.

Figura 5: Criterios cuantitativos para determinar si un sector está potencialmente expuesto a la deslocalización.

Figura 6: Promedio de los distintos tipos de consumos energéticos en la industria entre 2000 y 2010.

Figura 7: Evolución de las emisiones globales de CO₂ en España.

Figura 8: Tasas de variación interanual de cada año respecto al anterior de las emisiones de CO₂ a lo largo del período 1990-2009.

Figura 9: Evolución histórica de la intensidad energética en España.

Figura 10: Estructura del consumo final de energía (izquierda) y electricidad (derecha) en 2010.

Figura 11: Contribución por sector de actividad como promedio de 2008 y 2009 (todos los sectores).

Figura 12: Contribución por sector de actividad como promedio de 2005, 2006 y 2007 (solo los sectores afectados).

Figura 13: Evolución de las emisiones de CO₂ procedentes de la generación eléctrica en España.

Figura 14: Evolución de las emisiones de CO₂ procedentes de la generación eléctrica.

Figura 15: Plantilla de simulación (sólo electricidad).

Figura 16: Diagrama de proceso simplificado de la fabricación de cemento.

Figura 17: Plantilla de simulación (fabricación de cemento).

Figura 18: Diagrama de proceso simplificado de la producción de acero.

Figura 19: Laminación en caliente.

Figura 20: Plantilla de simulación (producción de acero).

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Absorción relativa al CO₂ en términos de masa.

Tabla 2: Derechos de emisión asignados a los sectores afectados y emisiones verificadas en el periodo 2005-2007.

Tabla 3: Derechos de emisión asignados a los sectores afectados en los periodos 2005-2007 y 2008-2012.

Tabla 4: Diferencias entre el Mecanismo de AC y el MDL.

Tabla 5: Derechos comercializables de CO₂.

Tabla 6: Actividades que no están expuestas a un riesgo significativo de deslocalización.

Tabla 7: Tipos de contratos de compraventa de derechos de emisión.

Tabla 8: Bolsas europeas de CO₂.

Tabla 9: Comparación rasgos característicos "Bolsas de CO₂" y "Mercados OTC".

Tabla 10: Evolución de las emisiones globales de CO₂ en España.

Tabla 11: Emisiones desglosadas por sector de actividad que tuvieron lugar en España en 2008 y 2009. Unidades: kilotoneladas de CO₂.

Tabla 12: Factores de emisión asociados a cada tecnología de generación.

Tabla 13: Factores de emisión asociados a cada combustible fósil.

Tabla 14: Energía eléctrica [GWh] generada en España entre 2003 y 2010.

Tabla 15: Estimaciones del 'PER 2005-2010' y 'PER 2011-2020' de las emisiones de CO₂ evitadas en el Sector Eléctrico debido al crecimiento de las fuentes renovables entre 2005-2010 y 2011-2020, respectivamente.

Tabla 16: Energía total consumida en la fabricación de cemento.

Tabla 17: Datos para el cálculo de las emisiones de CO₂ en la fabricación de cemento.

Tabla 18: Datos para el cálculo de las emisiones de CO₂ en la producción de acero (Siderurgia no integral).

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.

1.1 Introducción.

Hoy en día es inequívoco que se están liberando a la atmósfera gases de efecto invernadero más rápidamente de lo que la Tierra los puede absorber. Estas emisiones, las cuales están directamente relacionadas con el consumo de los combustibles fósiles, modifican el clima y el medio ambiente, ocasionando una pérdida de los ecosistemas y de la biodiversidad; provocando en última instancia un deterioro de la salud humana y del bienestar social.

Por este motivo y ante la creciente preocupación, un gran número de países desarrollados adquirieron compromisos en firme de reducción de emisiones, compromisos que se plasmaron en el Protocolo de Kioto, con el fin de dar una respuesta a este problema.

De forma que a día de hoy, la normativa derivada de esta situación penaliza a aquellas instalaciones más contaminantes e ineficientes, bien sancionándolas o bien porque tengan que comprar derechos adicionales para emitir CO₂ en un mercado creado, trasladándose de esta forma el problema ambiental a la economía de las empresas.

Además, las mayores exigencias en el contexto normativo que van a tener lugar a partir de 2013, han creado una situación inquietante en los sectores afectados, porque es probable que tengan que hacer frente a una subida de sus costes de producción (inversiones, implantación de las mejores técnicas disponibles, combustibles alternativos) y/o es posible que pudiera verse comprometida su competitividad.

Por otra parte, además de los problemas a los que tiene que hacer frente un sistema complejo como es el sector de la generación eléctrica (permanente equilibrio generación-demanda en tiempo real, integración de las fuentes de energía renovable intermitentes, etc) y del cual dependen muchos otros sectores; se ha sumado también recientemente el problema del CO₂, el cual se intentará analizar en este proyecto.

Este proyecto también propone, mediante el desarrollo de una plantilla de simulación de emisiones de CO₂, una forma (aunque pudieran existir otras) de evaluar de manera orientativa las emisiones de un proceso o actividad industrial.

1.2 Objetivos.

Por los motivos del apartado anterior surge la necesidad de realizar este proyecto, cuyo principal objetivo es el de evaluar cómo va a afectar, el *impacto económico* que está teniendo y que previsiblemente va a tener, la normativa de emisiones de CO₂ en el sector de la generación eléctrica y parte del sector industrial.

En base a este objetivo fundamental, también se marcan dos sub-objetivos:

- ✓ Analizar el marco normativo existente en cuanto a emisiones de CO₂, y su previsión de evolución futura.
- ✓ Desarrollar una herramienta que permita simular y evaluar las emisiones de CO₂ de una actividad o proceso industrial.

1.3 Estructura de la memoria.

A continuación se incluye un breve resumen del proyecto para facilitar su lectura:

En primer lugar, en el Capítulo 3 se explica la normativa en vigor hasta 2012 en cuanto a emisiones de CO₂ en el sector industrial, más tarde en el Capítulo 4 se presentan las principales modificaciones que van a tener lugar a partir de 2013.

A continuación, el Capítulo 5 contempla las diferentes posibilidades que hay en el mercado para comprar y/o vender títulos de CO₂. También se abordan los aspectos que influyen en la determinación de su precio, así como de su previsión de evolución futura.

En el Capítulo 6 se presenta el histórico de emisiones de CO₂ que ha tenido lugar en España, también se analizan algunos factores que influyen en su evolución. Más tarde se presenta la estructura de emisiones de CO₂ presente en España, agrupada por sectores y focos de emisión.

En el Capítulo 7 se presenta la plantilla de simulación de emisiones de CO₂ que se ha realizado para evaluar las emisiones de parte de la actividad industrial. Se muestra su funcionamiento con dos casos o ejemplos, el sector de la fabricación de cemento y el sector de la producción de acero.

2. EFECTO INVERNADERO Y CO₂.

El efecto invernadero es un proceso natural, garante de la vida en el planeta, y que está siendo perturbado por el hombre mediante las actividades de combustión, donde se emplean masivamente combustibles fósiles.

La Tierra y su superficie terrestre, por el hecho de ser calentada por la radiación solar y por lo tanto estar a una temperatura superior al cero absoluto, emite energía ($\approx 396 \text{ W/m}^2$), en forma de radiación infrarroja, correspondiendo el pico de esta radiación a una longitud de onda, $\lambda=8\mu\text{m}$.

A esta λ , existen gases en la atmósfera, los llamados Gases de Efecto Invernadero (en adelante GEI, véase Anexo I) que interceptan o atrapan gran parte de esa radiación; comportándose de esta forma la atmósfera terrestre como el cristal de un invernadero, dejando entrar la radiación visible e impidiendo la salida de la radiación infrarroja al espacio exterior.

El resultado de esta absorción es un calentamiento de la atmósfera y de la superficie terrestre, como consecuencia de la re-radiación de la atmósfera hacia ella. Por otra parte la atmósfera también es calentada por efecto del contacto con la superficie (es decir, conducción de calor) y por la condensación del vapor de agua.

Como consecuencia de este proceso natural, la temperatura media de equilibrio es 35° superior a la que se alcanzaría caso de no existir estos GEI, y por ello esenciales para la vida.

Las mejores estimaciones indican que en los últimos 100 años la temperatura superficial media ha aumentado $0.6 \pm 0.2 \text{ }^\circ\text{C}$. Sin embargo, una estabilización de la concentración de los GEI no significaría que la temperatura media mundial en superficie dejase de aumentar, debido a la gran inercia térmica que presentan los gases que constituyen la atmósfera terrestre.

El problema no es la combustión en si, sino la liberación a la atmósfera GEI más rápidamente de lo que la Tierra los puede absorber. Por otra parte, no todos los GEI tienen el mismo potencial de calentamiento atmosférico, el cual depende de su tiempo de permanencia en la atmósfera, o *Tiempo de Vida*. Por lo tanto no es lo mismo emitir una tonelada de CO₂ que emitir una tonelada de CH₄.

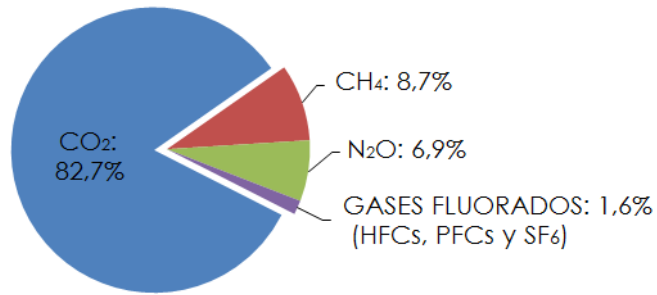
La '*Absorción relativa al CO₂ en masa*' permite agregar el efecto de la emisión de todos los gases con efecto invernadero para formar la masa equivalente de CO₂, expresada generalmente en toneladas. De tal forma que emitir una tonelada de CH₄ equivaldría a emitir ≈ 25 toneladas de CO₂.

Tabla 1[1]: Absorción relativa al CO₂ en términos de masa.

CO ₂	1
CH ₄	20-30
N ₂ O	230
CFC	4.000-15.000
HCFC	30-3.000
HFC	400-3.000

Por otra parte, el CO₂ no es relevante por su potencial de calentamiento (Tabla 1), sino por la cantidad emitida con respecto al resto de GEI, siendo responsable globalmente de algo más del 80% del efecto invernadero, tal y como muestra la Figura 1. Esta figura ha sido elaborada a partir de datos del Ministerio de Medio Ambiente, realizando un promedio entre los años 2003 y 2009.

Figura 1 [2]: Contribución global al efecto invernadero por tipo de gas.



Además, se estima que la concentración de CO₂ en la atmósfera crece paulatinamente un 0,5% al año. Su concentración actual es de ≈ 390 ppmv¹, antes de la revolución industrial su concentración era de 280 ppmv. También es importante indicar que el CO₂ no se considera un contaminante.

¹ ppmv o ppm: parte por millón en volumen (0,0001% = 1 ppm).

3. ANTECEDENTES Y NORMATIVA.

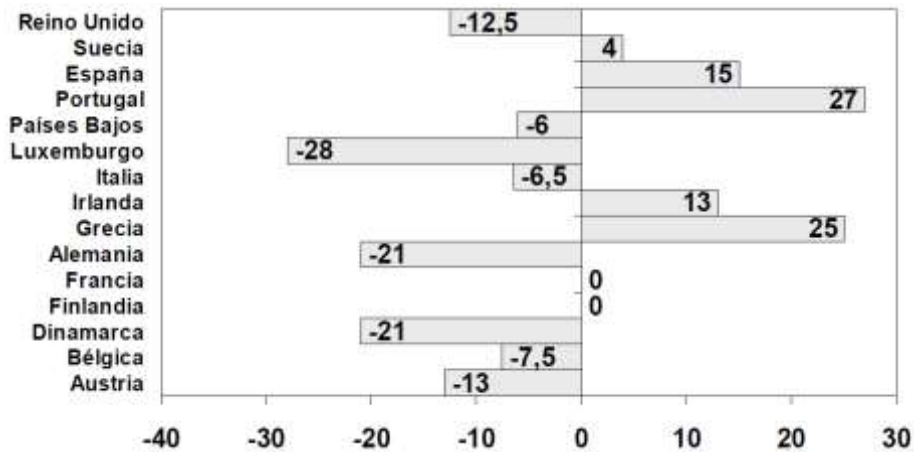
3.1 Protocolo de Kioto.

Por los motivos del apartado anterior, los países firmantes del Protocolo de Kioto adquirieron el compromiso cuantificado de limitar/reducir individual o conjuntamente para el periodo 2008-2012 sus emisiones (expresadas en CO₂ equivalente) de los 6 GEI del Anexo I, un 5,2 % respecto al nivel de emisiones de 1990, año de referencia.

Aunque la reducción de un 5,2 % es el objetivo global, la Comunidad Europea se marcó objetivos más ambiciosos, comprometiéndose a llevar a cabo una reducción del 8 %, desmarcándose de esta forma como un modelo a seguir por otros países.

Los Estados miembros de la Unión Europea acordaron tras la adopción del Protocolo el reparto entre ellos de la carga de emisiones. Este acuerdo de reparto permite a España incrementar un 15 % sus emisiones para el período comprendido entre 2008 y 2012 respecto a los niveles de 1990, debido a su menor nivel de desarrollo, y menor cuantía de emisiones por habitante iniciales, mientras que otros países europeos han de disminuir sus emisiones para compensar, tal y como muestra la Figura 2.

Figura 2: Reparto de los objetivos de Kioto.



Por otra parte, el protocolo de Kioto contempla o prevé la posibilidad de utilizar los llamados 'sumideros de carbono' y 3 mecanismos internacionales de mercado:

- El 'comercio de derechos de emisión' de GEI.
El Mecanismo de 'Aplicación Conjunta' (AC).
El 'Mecanismo para un Desarrollo Limpio' (MDL).

}

Basados en la realización de proyectos

Estos 3 mecanismos también se denominan 'mecanismos de flexibilidad', en la medida en que pretenden introducir una cierta flexibilidad en las vías para alcanzar los objetivos y se introdujeron con el fin de facilitar a las industrias el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones.

Aunque recurrir a estos mecanismos debe formar parte sólo de forma complementaria de una serie de políticas y medidas de acción internas que los Estados miembros adopten en su propio territorio.

Por lo que España recurriendo a estas medidas complementarias podría aumentar sus emisiones un 24%, respecto al año base de referencia.

24%

{

15%

7% - AC y MDL.

2% - Sumideros de carbono.

3.2 Comercio de derechos de emisión.

Un 'derecho de emisión' otorga a su titular el derecho a liberar a la atmósfera una tonelada equivalente de CO₂, durante un período determinado.

La Unión Europea creó el primer mercado internacional de comercio de emisiones de CO₂ mediante la Directiva 2003/87/CE, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de GEI en el interior de la Comunidad (European Union Emissions Trading Scheme, EUETS) y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE.

El objetivo de la citada Directiva es el de regular el comercio de derechos de emisión en el interior de la Unión Europea con el fin de fomentar la reducción de las emisiones de GEI en el periodo 2008-2012, de una forma económicamente eficiente y con el menor perjuicio posible para el desarrollo económico, contribuyendo a que se cumplan los objetivos comunitarios.

En España el comercio de derechos de emisión está regulado por la Ley 1/2005, la cual instaura en España el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión y el comercio de los mismos a partir del 1 de enero de 2005, día a partir del cual empezó a funcionar. Periodos de funcionamiento:

2005 – 2007 → Periodo de prueba.

2008 – 2012 → Periodo de compromiso del Protocolo de Kioto.

2013 – 2020 → Periodo Post-Kioto.

En noviembre de 2008, mediante la Directiva 2008/101/CE se incluye al sector de la aviación en el EUETS a partir del 1 de enero de 2012. Más tarde, en abril de 2008, la Directiva 2009/29/CE modificó la Directiva 2003/87/CE, para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de GEI. En España, en julio de 2010 la Ley 13/2010 modifica la Ley 1/2005.

El comercio de derechos de emisión es un instrumento de mercado², mediante el que se crea un incentivo o desincentivo económico que persigue fomentar que un conjunto de plantas industriales y de generación eléctrica reduzcan colectivamente las emisiones de CO₂ a la atmósfera, objetivo último de este instrumento de mercado.

El comercio de derechos de emisión sólo es posible en la medida en que haya, por un lado, instalaciones cuyas emisiones superen los derechos de emisión asignados, y por otro lado, instalaciones cuyas emisiones sean inferiores a las que en teoría pueden realizar. De esta forma, las instalaciones afectadas pueden intercambiar los derechos de emisión previamente asignados a cada una de ellas.

Por otra parte, el mercado de emisiones también está abierto a empresas y/o personas no afectadas por el EUETS; es decir, cualquier particular, entidad financiera o intermediario, puede participar en el mercado de derechos de emisión si así lo desea. Puesto que los derechos de emisión son de carácter transferible, es decir, se pueden comercializar (comprar y vender) dentro y fuera de la UE.

De esta forma, los titulares iniciales pueden transferir sus derechos a cualquier otra persona física o jurídica, que por lo tanto pasará a ser el titular de los mismos. La única condición previa que deberá cumplir esta persona será la de abrir una cuenta en un registro de derechos de emisión, que en España se llama 'Registro Nacional de Derechos de Emisión' (en adelante RENADE).

3.2.1 ¿Qué ventajas ofrece el mercado comunitario de derechos de emisión?

Este mecanismo de mercado permite conseguir los mismos objetivos medioambientales globales que se hubieran alcanzado de cumplir todas las instalaciones sus cuotas de emisiones asignadas, pero con la ventaja de que las empresas reducen considerablemente sus costes de adecuación a la normativa.

Unas, porque tienen ingresos extras derivados de la venta de derechos, se recompensa económicamente su esfuerzo de reducción de emisiones.

² 'Instrumento de mercado', se refiere a que el EUETS sigue las 'leyes del mercado', y entre ellas la ley de la oferta y la demanda.

Y otras, porque evitan ser penalizadas por entregar un número de derechos de emisión menor a las emisiones realizadas.

Es decir, el mercado comunitario de derechos hace menos oneroso el cumplimiento de los objetivos. Según cálculos de la Comisión Europea, durante el periodo 2005-2007 se ahorraron como mínimo 1.326 M€ cada año, los cuales suponen el 35% del coste que tendría cumplir los compromisos sin mercado europeo de emisiones.

El principal ahorro correspondió al sector de las 'Actividades energéticas', 1.084 M€, el 33% de sus costes alternativos de cumplimiento; mientras que el sector 'Producción y transformación de metales ferreos' ahorró 209 M€, los cuales se estima que supusieron el 50% de sus costes alternativos de cumplimiento.

3.3 Plan Nacional de Asignación.

3.3.1 ¿Quién asigna los derechos de emisión?

La asignación de los derechos de emisión corresponde realizarla a cada uno de los Estados miembros de la UE, elaborando un 'Plan Nacional de Asignación' (PNA, o en inglés National Allocation Plan) que determine el número total de derechos de emisión que prevé asignar, a cada una de las instalaciones emisoras de GEI situadas dentro su territorio.

3.3.2 ¿Cuántos derechos de emisión se asignan?

Desde esta perspectiva, sólo tiene sentido desde un punto de vista ambiental, poner en marcha este mercado si la cantidad total de derechos de emisión que los Estados miembros asignan durante cada periodo es compatible y coherente con el propósito de alcanzar o superar el objetivo de cada Estado.

Además, a la hora de elaborar los PNAs se tienen en cuenta aspectos tales como:

- Las posibilidades técnicas y económicas de reducción de emisiones de cada sector.
- Evitar crear diferencias entre los sectores de actividad, que supongan una ventaja competitiva.

- Previsiones de evolución de los sectores.

- Previsiones de apertura de nuevas instalaciones; es decir, se incluye una reserva para nuevos entrantes.

Con el fin de impedir que los Estados miembros realicen una asignación excesiva (sobreasignación) de derechos de emisión en beneficio propio y de las empresas emisoras de GEI radicadas en su territorio, los PNAs son examinados por la Comisión Europea.

3.3.3 Actividades e instalaciones afectadas hasta 2012.

Sólo aquellas instalaciones que desarrollen las actividades enumeradas en el Anexo II y que superen los umbrales de capacidad que especifica el Anexo II se encuentran afectadas por el EUETS, y por lo tanto sólo a ellas se le asignan derechos de emisión.

Así, por ejemplo, una planta de fabricación de ladrillos con una capacidad de producción de 70 toneladas/día y una capacidad de horneado de 5 m³ y de 500 kg/m³ de densidad de carga por horno, no estaría incluida en el ámbito de aplicación de la ley porque no cumple con el umbral de capacidad de producción (>75 t/día, >de 4 m³ y/o >300kg/m³).

Sin embargo, si en una 'refinería de hidrocarburos' hubiese una instalación de cogeneración de 18 MW. La planta entera estaría incluida en el ámbito de aplicación de la ley, dando igual cual fuese la potencia del dispositivo de cogeneración, puesto que sería un equipo integrante de la instalación 'refinería de hidrocarburos'.

Estas actividades representan grandes focos de emisión, comprenden gran parte del sector industrial (calderas, turbinas de gas, motores, compresores, hornos, plantas siderúrgicas, trenes de laminación de acerías, columnas de destilación fraccionada en refinerías de petróleo, etc.) y el sector de la generación eléctrica mediante combustibles fósiles; los cuales en conjunto constituyen en torno al 42% de las emisiones totales de CO₂ en España, tal y como muestra la Tabla 2.

La primera columna de la Tabla 2 recoge un promedio de los derechos de emisión que se asignaron entre 2005 y 2007 '(2005+2006+2007)/3'. Las tres columnas siguientes recogen las emisiones verificadas que tuvieron lugar en esos años. La columna siguiente es la media aritmética de las tres anteriores y la columna 'Participación [%]' es el peso de las emisiones de cada sector sobre el total de los sectores afectados, como promedio de esos tres años.

Tabla 2 [3]: Derechos de emisión asignados a los sectores afectados y emisiones verificadas en el periodo 2005-2007.

Sectores afectados	Promedio asignación anual 2005-2007(*)	Emisiones verificadas				Participación [%]	Tasa de cobertura [%]
		2005 (*)	2006 (*)	2007 (*)	Promedio emisiones anual (*)		
Generación eléctrica	83.084,6	100.974,9	93.828,8	99.587,7	98.130,5	53,5	84,7
Cogeneración	20.135,9	14.166,5	17.076,9	18.066,9	16.436,8	9	122,5
Resto de industria:	72.577,7	68.485,3	68.805,4	68.897,5	68.729,4	37,5	105,6
Refino de petróleo	15.458,4	15.464,2	15.494,8	15.138,0	15.365,7	8,4	100,6
Siderurgia y coque	11.521,8	11.314,2	11.052,5	11.369,9	11.245,5	6,1	102,5
Cemento	28.368,8	27.384,6	27.366,0	27.468,1	27.406,2	15	103,5
Cal	2.451,6	2.063,2	2.205,1	2.335,8	2.201,4	1,2	111,4
Vidrio	2.252,4	1.993,2	1.996,9	1.974,9	1.988,3	1,1	113,3
Fritas	704,1	579,2	551,5	497,8	542,8	0,3	129,7
Ladrillos y tejas	4.923,0	4.145,1	4.146,1	4.043,1	4.111,4	2,2	119,7
Azulejos y baldosas	1.377,1	801,1	1.381,5	1.358,3	1.180,3	0,6	100,5
Papel y cartón	5.520,5	4.740,5	4.611,0	4.711,6	4.687,7	2,6	117,8
Total sectores afectados:	175.798,2	183.626,7	179.711,1	186.552,1	183.296,6		95,9
Total emisiones España:		411.150,0	433.070,0	442.322,0			
Total sectores afectados / Total emisiones España		41,6%	41,5%	42,2%			

(*) Miles de derechos o miles de toneladas de CO₂.

La 'Tasa de cobertura' es la relación entre los derechos de emisión que se asignaron y las emisiones que finalmente tuvieron lugar, ambos en promedio anual. Puede verse como a excepción del sector de generación eléctrica (84,7%), se asignaron al resto de sectores más derechos de los que finalmente fueron necesarios, es decir hubo un cierto grado de generosidad para todos los sectores a excepción del sector de la generación eléctrica, que asumió el mayor esfuerzo de reducción de emisiones. Esto se justifica por:

- su capacidad de actuar sobre el mix de generación para disminuir sus emisiones.
- por el mayor grado de exposición del resto de sectores industriales a la competencia internacional.

La Tabla 3 recoge los derechos de emisión que se asignaron en España en los periodos 2005-2007 y 2008-2012. El balance global es que el número de derechos asignados se redujo en un 17%, siendo el sector de la generación eléctrica donde se produjo una mayor reducción, un 34,5%.

Tabla 3 [3]: Derechos de emisión asignados a los sectores afectados en los periodos 2005-2007 y 2008-2012.

Sectores afectados	Promedio asignación anual [M tCO ₂ /año]		Incremento [%]
	PAN 2005-2007	PNA 2008-2012	
Generación eléctrica	83,08	54,42	-34,5
Cogeneración	20,14	17,67	-12,3
Resto de industria:	72,58	73,88	1,8
Refino de petróleo	15,46	16,13	4,3
Siderurgia y coque	11,52	12,21	6,0
Cemento	28,37	29,02	2,3
Cal	2,45	2,41	-1,6
Vidrio	2,25	2,21	-1,8
Fritas	0,7	0,62	-11,4
Ladrillos y tejas	4,92	4,36	-11,4
Azulejos y baldosas	1,38	1,44	4,3
Papel y cartón	5,52	5,48	-0,7
Total sectores afectados:	175,80	145,97	-17,0

Fuente: Dirección General de Industria del MITYC.

3.3.4 Umbrales.

- Por una parte, los umbrales del Anexo II hacen referencia a la 'capacidad de producción' de la instalación, y no a su 'producción real'. Esto significa que una instalación podría estar sujeta al régimen de emisiones, aun cuando tenga niveles de producción inferiores a otras instalaciones no incluidas en el ámbito de aplicación.

Así, por ejemplo, una fábrica de vidrio con capacidad para producir más de 20 toneladas/día, estaría incluida en el ámbito de aplicación aunque produjera 10 toneladas/día, mientras que otra fábrica con capacidad de 19 toneladas/día no estaría incluida, aunque estuviese produciendo más toneladas/día que la primera fábrica.

- Por otra parte, los umbrales hacen referencia en el sentido de que si un mismo titular realiza varias actividades, de la misma categoría, ubicadas en la misma instalación o emplazamiento; las capacidades de producción de dichas actividades se suman.

Así, por ejemplo, en una instalación en la que hubiese 3 hornos rotatorios de producción de clínker, con una capacidad de producción de 150 toneladas/día cada uno, todos ellos pertenecientes a un mismo titular; ésta instalación de 450 toneladas/día no estaría incluida en el ámbito de aplicación de la ley, porque su capacidad de producción es inferior a 500 toneladas/día.

Sin embargo, si en un emplazamiento hubiese una instalación de cogeneración de 10 MW que produjese electricidad y una caldera de 25 MW que produjese vapor para autoconsumo, y ambos dispositivos perteneciesen a un mismo titular. La planta estaría incluida en el ámbito de aplicación de la ley, porque se considera toda la planta como una instalación de combustión de más de 20 MW (10+25 = 35 MW).

3.3.5 Actividades e instalaciones no incluidas en el régimen de derechos de emisión.

Quedan excluidas todas aquellas instalaciones:

1. Que aun figurando en el Anexo II, no alcancen los umbrales de capacidad establecidos.
2. Generadoras de electricidad y/o calor mediante fuentes de energía renovable (eólica, fotovoltaica, termosolar, hidroeléctrica, etc.) puesto que no emiten GEI.
3. De combustión de biomasa (sólida, líquida y gaseosa), ya que desde el punto de vista del ciclo del carbono se considera que sus emisiones de CO₂ son nulas.

4. De combustión/incineración de residuos peligrosos o municipales/urbanos, aunque su potencia térmica nominal sea superior a 20 MW.

La exclusión de las instalaciones de incineración de residuos se justifica por la dificultad de medir el contenido de carbono de los residuos incinerados.

Una estación depuradora de aguas residuales (EDAR) queda excluida porque se considera una instalación de tratamiento de residuos urbanos.

5. Pertenecientes a la industria química y del aluminio.

6. Que aun perteneciendo a alguno de los sectores mencionados en el Anexo II, se utilicen para la investigación, desarrollo o experimentación de nuevos productos y procesos.

7. Los sectores del transporte, residencial, comercial y textil, también quedan excluidos.

3.3.6 ¿Qué control existe sobre la situación de los derechos de emisión?

En Europa cada Estado miembro debe crear y mantener un Registro Nacional (según las directrices de la Comisión Europea) accesible al público en forma de base de datos electrónica normalizada, que permita llevar mediante una permanente actualización la cuenta exacta de cuántos derechos de emisión hay en circulación y a quién pertenecen, a medida que vayan cambiando de manos en el mercado. Son a éstas cuentas donde se transfieren los derechos de emisión procedentes del PNA.

En España se encuentra operativo el RENADE, el cual forma parte del sistema comunitario de registros. RENADE depende jerárquicamente del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, a través de la Dirección General de la Oficina Española de Cambio Climático; y su gestión operativa la realiza la 'Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores SAU' cuyo nombre comercial es IBERCLEAR, filial del holding 'Bolsas y Mercados Españoles, BME'.

Se necesita tener una cuenta en RENADE para poder realizar operaciones de compraventa en el mercado de derechos de emisión. RENADE:

✓ Es un sistema puramente electrónico, de forma que los derechos de emisión solo existen en formato electrónico, no se imprimen en papel, y solo constan en una cuenta de registro en línea.

✓ No es una plataforma de intercambio ni un mercado, sólo garantiza la actualización de las titularidades de los derechos, constando de cuentas separadas donde se reconocen los derechos de emisión de los que sea titular cada persona a la que se expidan o transfieran.

3.4 Obligaciones de las instalaciones afectadas.

En primer lugar, cualquier instalación ha de contar con un permiso que le autorice a emitir GEI a la atmósfera. Además, el titular es el responsable de realizar el seguimiento de sus emisiones.

Por otra parte, una vez finalizado el año el titular debe:

- Primero notificar, antes del 28 de febrero, al organismo autonómico competente las emisiones de CO₂ de sus respectivas instalaciones durante el año anterior, de forma transparente, certera y objetiva.

- Y después entregar o presentar, antes del 30 de abril, los correspondientes derechos de emisión utilizados, es decir, un número de derechos de emisión equivalente a las emisiones realizadas durante el año anterior.

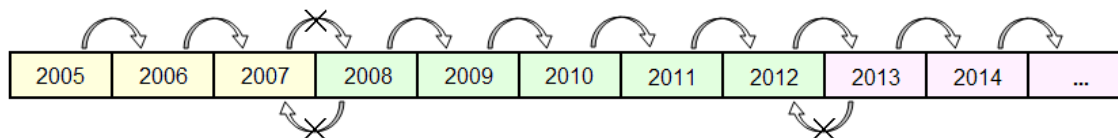
3.4.1 ¿Qué ocurre si al titular de una instalación le sobran derechos para cubrir sus emisiones?

El titular puede optar por:

1. Venderlos, por ejemplo a otra instalación que vaya a necesitar más derechos de emisión.
2. Conservarlos, para utilizarlos en años subsiguientes con el fin de cubrir sus propias emisiones futuras, o especular con ellos en caso de que prevean un aumento futuro de su precio.

Esto es posible gracias a que la Directiva 2003/87/CE contempla el 'arrastre de derechos' entre periodos subsiguientes al periodo 2008-2012. De esta forma, los títulos que fueron emitidos para el periodo 2008-2012 también son válidos para el periodo 2013-2020, tal y como muestra la Figura 3.

Figura 3: Arrastre de derechos de emisión.



3. Cancelarlos en cualquier momento. Cada vez que se cancelan derechos de emisión, estas unidades desaparecen del mercado, haciéndose éste más estrecho e incrementándose en teoría el precio de los mismos.

3.4.2 ¿Qué ocurre si los derechos asignados a una determinada instalación no resultan finalmente suficientes para cubrir sus emisiones?

El titular de la instalación puede comprar en el mercado los derechos de emisión que le falten (sobrantes de otras instalaciones emisoras) para así evitar pagar una multa por entregar un número de derechos de emisión menor a las emisiones realizadas durante el año anterior.

La cuantía que la UE ha estipulado para estas sanciones asciende a 100 € por cada tonelada equivalente de CO₂ emitida en exceso (es decir, para la que el titular de la instalación no haya entregado el correspondiente derecho de emisión). Además, la empresa está obligada a comprar en el mercado los derechos de emisión que le falten para cubrir el déficit que posea.

3.5 Mecanismos basados en proyectos. Mecanismo de AC y MDL.

Los mecanismos basados en proyectos se fundamentan en el hecho de que un país puede contabilizar como propias la reducción de emisiones realizada en otro país, y por lo tanto obtener créditos adicionales. Para ello, debe ayudar a financiar en estos países proyectos que contribuyan a ello.

Entre este tipo de proyectos se encuentran por ejemplo las presas hidráulicas, sin embargo no se admiten proyectos forestales (sumideros de carbono) ni nucleares.

La reducción de emisiones derivada de proyectos acogidos al:

Mecanismo de 'Aplicación Conjunta' (AC o en inglés Joint Implementation, JI) se cuantifica mediante las llamadas 'Unidades de Reducción de Emisiones' (UREs o en inglés Emissions Reduction Units, ERUs) que expide el país en el que se ejecute el proyecto.

'Mecanismo para un Desarrollo Limpio' (MDL o en inglés Clean Development Mechanism, CDM) se cuantifica mediante las llamadas 'Reducciones Certificadas de Emisiones' (RCEs o en inglés Certified Emissions Reductions, CERs) que expide la Junta Ejecutiva del MDL, el organismo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático encargado de supervisar la aplicación del MDL.

Tabla 4: Diferencias entre el Mecanismo de AC y el MDL.

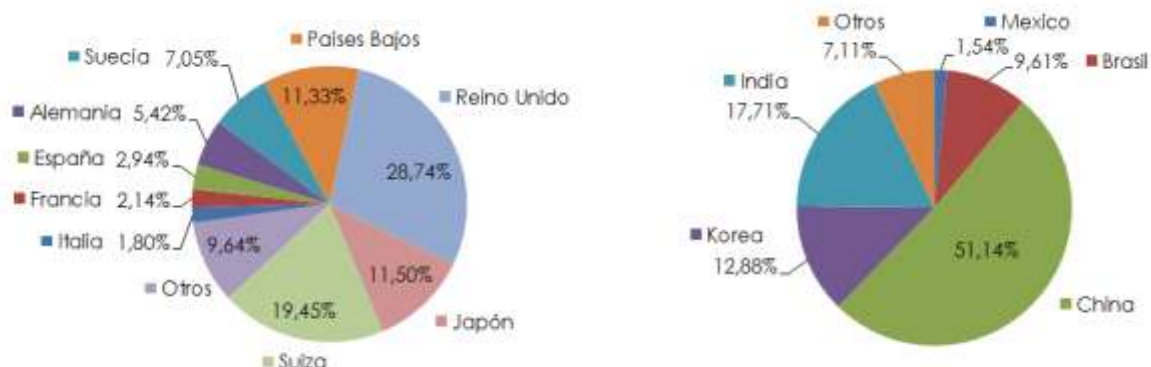
	PAÍS INVERSOR	PAÍS RECEPTOR/DESTINATARIO	CRÉDITOS DE REDUCCIÓN
AC	Países desarrollados	Países desarrollados (*)(**)	UREs
MDL	Países desarrollados	Países en vías de desarrollo	RCEs

(*) Para evitar una doble contabilidad, el país receptor tiene que descontar las UREs que genere el proyecto, que serán adquiridas por el país inversor.

(**) Aunque, los potenciales países receptores son los países en transición a una economía de mercado (Europa del Este y antigua Unión Soviética), tanto por sus escenarios de emisiones, como por su estructura económica que convierten en atractivas y eficientes las inversiones en estos países.

En los proyectos de AC y MDL pueden participar tanto entidades públicas como privadas, de esta forma se abre la puerta a la inversión del sector privado; aunque corresponderá siempre a los Estados la aprobación de los mismos. La Figura 4 muestra la participación en proyectos MDL hasta 2010 (izquierda) y los países donde se han ejecutado estos proyectos (derecha).

Figura 4 [4]. Participación de países inversores y destinatarios de proyectos MDL hasta 2010.



3.5.1 ¿Qué ventajas ofrecen los Mecanismos de AC y el MDL?

1. Por una parte, las emisiones evitadas procedentes de proyectos de AC o de MDL, representadas mediante UREs o RCEs respectivamente, pueden utilizarse por los países inversores para alcanzar sus compromisos de reducción de emisiones. Estos 'créditos de reducción' se añaden a los derechos de emisión asignados previamente.

2. Además, el país inversor recibe estos créditos, quizás a un precio menor de lo que le hubiese costado realizar la misma reducción de emisiones en el ámbito nacional. Es decir, un país puede realizar en otro país una parte de las reducciones que tiene que hacer, en el que el coste de reducción es más bajo que el coste que tendría realizarla en su propio territorio, y cumplir así una parte sus compromisos de una forma más económica.

Es importante en este sentido destacar que desde un punto de vista ambiental, el lugar donde se produzca la reducción de emisiones tiene poca importancia si se consiguen reducciones reales de las mismas, puesto que el cambio climático es un problema global, ya que las emisiones de GEI tienen consecuencias a escala planetaria independientemente del lugar dónde se produzcan.

3. Por otra parte, los países receptores a cambio se benefician de las inversiones en tecnología limpia (AC) o consiguen un desarrollo sostenible a través de la transferencia de tecnología respetuosa con el medioambiente (MDL).

4. Además, se espera que baje el precio de los derechos de emisión, al haber una mayor oferta de créditos en el mercado. La Comisión Europea calculó que gracias a esto, las empresas afectadas puedan disminuir en el periodo 2008-2012 los costes de cumplimiento de la normativa en más del 20%, pasando éstos de 3.600 a 2.900 M€ anuales.

3.5.2 Fondos de Carbono.

Otra posibilidad son los Fondos de Carbono, estos fondos reciben aportaciones económicas de sus partícipes para financiar proyectos de AC y MDL que generen UREs y RCEs, respectivamente; es decir, los inversores son retribuidos, en proporción a sus participaciones, con créditos de emisión obtenidos en los proyectos financiados. El Banco Mundial lleva varios de estos fondos.

Estos fondos están abiertos a la iniciativa pública o privada, sus partícipes pueden ser tanto gobiernos como compañías privadas emisoras de GEI que necesitan adquirir derechos de emisión.

Mediante su participación en estos fondos financieros de inversión colectiva; estados y empresas pueden conseguir créditos de emisión con menos costes de transacción y riesgos de los que tendrían si tuviesen que impulsar ellos mismos directamente los proyectos.

El primer Fondo de Carbono que se creó fue el 'Prototype Carbon Fund', lanzado por el Banco Mundial en 1999. En él, participaron seis Estados (Holanda, Canadá, Suecia, Finlandia, Noruega y Japón) y 17 compañías (entre ellas BP, Gaz de France, Electrabel, Deutsche Bank y Mitsubishi) que en total aportaron 180 M\$ para invertir a lo largo de 2004 en al menos 30 proyectos.

El Banco Mundial y la Asociación Internacional de Comercio de Emisiones lanzaron en julio de 2003 un segundo Fondo de Carbono, el 'Community Development Carbon Fund', dotado inicialmente con 35 M\$.

3.6 Recapitulación.

Cada país recibe una "cuota o techo de emisiones" para el período 2008-2012 en función de su objetivo y de sus emisiones de referencia. En concreto la cuota de emisiones para España en el periodo 2008-2012, es de 1.666.195.929 toneladas de CO₂ equivalente. Esta cuota se divide en 'Unidades de Cantidad Atribuida' (UCAs o en inglés Assigned Amount Units, AAUs), de forma que cada UCA corresponde a una tonelada de CO₂ equivalente.

1. Por una parte, el 'comercio internacional de derechos de emisión', permite a una instalación que posea un excedente de UCAs o prevea emitir por debajo de su objetivo vender este excedente o comprar en el mercado los derechos que necesite.

Los derechos de emisión del EUETS procedentes de la asignación de los Gobiernos de cada país europeo se llaman 'Unidades de Asignación Europeas' (o en inglés European Union Allowances, EUAs).

2. Por otra parte, los Mecanismos de AC y MDL permiten obtener derechos de emisión extra, pudiéndose elevar de esta forma la cuota inicial de emisiones. De tal forma que por cada tonelada de CO₂ equivalente que se reduzca en otro país (destinatario) se expide una 'Unidad de Reducción de Emisiones, URE' en el caso de la AC o una 'Reducción Certificada de Emisiones, RCE' en el caso del MDL, tal y como se vio en el Apartado 3.5.

3. Otro elemento de flexibilidad que prevé el Protocolo de Kioto es la contabilización de la absorción de CO₂ mediante 'sumideros de carbono', vinculados a actividades de forestación y reforestación incluyendo tierras de cultivo³. De esta forma, por cada tonelada de CO₂ absorbida se expide una 'Unidad De Absorción' (UDA o en inglés Removal Unit, RMU), que también pueden tenerse en cuenta a la hora de determinar el cumplimiento de las obligaciones.

Existe otra cláusula que permitiría incluir 'otras actividades' dentro de los sumideros de carbono, tales como la inyección de CO₂ en el suelo.

- De tal forma que al final del periodo de compromiso 2008-2012 cada país tiene que entregar tantos derechos de emisión como toneladas de CO₂ haya liberado a la atmósfera:

$$\text{Emisiones 2008-2012} \leq \text{UCAs} + \text{UREs} + \text{RCEs} + \text{UDAs}$$

La Tabla 5 recoge las diferentes clases de títulos comercializables/negociables de CO₂, que se han comentado con anterioridad.

³ Sin embargo a pesar de que la materia orgánica supone una fijación de carbono, pues en la fotosíntesis se absorbe el CO₂ de la atmósfera, liberando O₂ y combinando carbono con H₂O para formar carbohidratos; estos sumideros de carbono han de ser permanentes, sostenibles y estabilizados a largo plazo, ya que la descomposición conduce a la liberación del carbono en forma de gases.

Tabla 5: Derechos comercializables de CO₂.

ESPAÑOL			INGLÉS	
AC MDL	UCA	Unidad de Cantidad Atribuida	AAU	Assigned Amount Unit
		Unidad de Asignación Europea	EUA	European Union Allowance
	URE	Unidad de Reducción de Emisiones	ERU	Emissions Reduction Unit
	RCE	Reducción Certificada de Emisiones	CER	Certified Emissions Reduction
	UDA	Unidad De Absorción	RMU	Removal Unit

4. POST-KIOTO 2013-2020.

En diciembre de 2008 el Parlamento Europeo aprobó el 'Paquete de Energía y Cambio Climático', un conjunto de propuestas que pretenden sentar las bases para conseguir entre otros objetivos:

- ✓ Reducir las emisiones de GEI al menos en un 20% respecto 1990.

A partir de 2013 aparecen importantes modificaciones respecto a la normativa de emisiones de CO₂ en el sector industrial, y que se exponen a continuación: (Fuente: [5] y [6]).

1. Desaparecen los PNAs de cada país para ser reemplazados por unos 'techos de emisión sectoriales a escala comunitaria'. El motivo de este cambio es el de evitar las diferencias que se podían dar entre los diferentes PNAs, creando una igualdad de condiciones entre todos los sectores afectados y todos los estados miembros.

Además, a partir del 1 de enero de 2012, los derechos de emisión están contenidos en un registro comunitario.

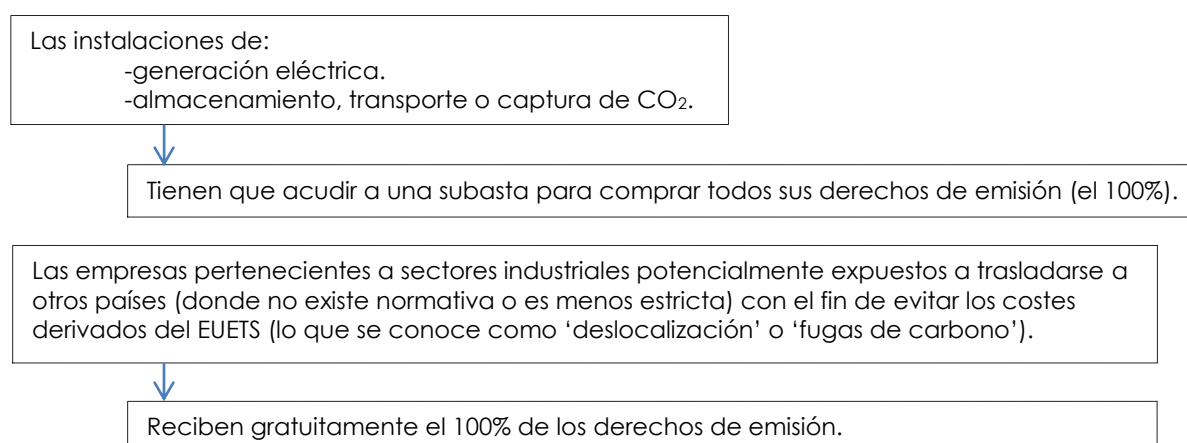
2. El volumen total de derechos de emisión que se ponen en circulación en 2013 es el mismo número de derechos que se asignaron en 2010, reduciéndose anual y linealmente un 1'74%, de tal forma que en 2020 se haya alcanzado una reducción del 21% respecto al volumen de 2005. Este 1'74%, puede revisarse a medida que pasen los años.

3. A parte de los sectores afectados hasta 2012 (Anexo II), se incluyen además nuevas actividades:

- ✓ Producción y transformación de metales no férreos (aluminio, cobre, zinc).
- ✓ Se incluye el secado y calcinado de yeso dentro de las industrias minerales.
- ✓ Industria química: Producción de ácido nítrico, ácido adípico, glioxal y ácido glioxálico, amoníaco, compuestos orgánicos de base, hidrógeno y carbonato sódico.
- ✓ Captura, transporte por tubería y almacenamiento de CO₂.

En el Anexo III se detallan todas las instalaciones que se encuentran afectas a partir de 2013. Las instalaciones (que hayan emitido menos de 25.000 tCO₂ en los últimos 3 años y tengan una capacidad térmica inferior a 35MW) y los hospitales, quedan excluidos del ámbito de aplicación.

4. Los derechos de emisión dejan de asignarse de manera gratuita. En los PNAs 2005-2007 y 2008-2012 los derechos de emisión se asignaron de forma gratuita.



La cantidad de derechos que se asignan gratuitamente se determina a partir de las emisiones del 10% de las instalaciones más eficientes del sector que tuvieron lugar en 2007 y 2008 a nivel europeo (benchmarking) y también teniendo en cuenta las Mejores Técnicas Disponibles (Best Available Technologies, BAT). Dos son los motivos por los que se asignan de forma gratuita el 100% de los derechos de emisión a estas empresas:

-De no hacerlo, se vería afectada su competitividad con respecto al resto de empresas extracomunitarias.

-Desde un punto de vista ambiental, poco importaría el lugar donde se reduzcan las emisiones si en otra zona aumentan, ya que el cambio climático es un problema a escala planetaria.

Para el resto de empresas no pertenecientes a estos sectores industriales.

Se introduce la subasta de forma gradual, de la siguiente forma:

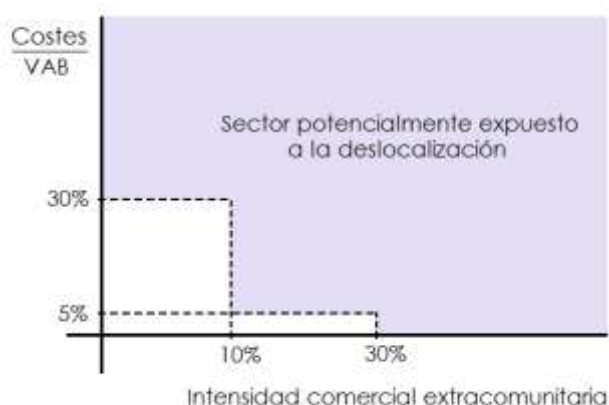
	2013	2020	2027 (Objetivo)
Reciben gratuitamente el:	80%	30%	0%
Tienen que comprar en una subasta el:	20%	70%	100%

Son a los Estados miembros a quienes les corresponde realizar las subastas. Además, al menos el 50% de los ingresos procedentes de las subastas debe ser destinado a medidas contra el cambio climático (sumideros de carbono, energías renovables, etc.).

Por otra parte, se considera que un sector está potencialmente expuesto a la deslocalización si cumple alguna de las siguientes condiciones:

1. Si la suma de los costes directos e indirectos por la compra de derechos supera el 5% del VAB⁴ y la intensidad comercial⁵ extracomunitaria supera el 10%.
2. Si la suma de los costes directos e indirectos supera el 30% del VAB.
3. Si la intensidad comercial extracomunitaria es mayor del 30%.

Figura 5: Criterios cuantitativos para determinar si un sector está potencialmente expuesto a la deslocalización.



En la Decisión 2010/2/UE de la Comisión, se determina aquellos sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono.

⁴ VAB: Valor Agregado Bruto o Valor Añadido Bruto, es una macromagnitud económica que mide el valor añadido a un conjunto de bienes y servicios de un determinado sector de actividad, en las distintas etapas del proceso productivo.

⁵ La Intensidad comercial es un parámetro que mide los flujos bilaterales en materia de relaciones comerciales (exportaciones e importaciones) entre dos países.

Tabla 6: Actividades que no están expuestas a un riesgo significativo de deslocalización.

Ladrillos cara vista con una densidad > 1 000 kg/m ³ utilizados para la albañilería según la norma EN 771-1, excluidos los ladrillos de pavimentación, ladrillos clínker o gres, y ladrillos cara vista relampagueados o flasheados.
Ladrillos de arcilla utilizados para el revestimiento de suelos según la norma EN 1344.
Tejas de arcilla cocida según la norma EN 1304:2005, excluidas las tejas y piezas auxiliares relampagueadas o flasheadas.
Yeso consistente en mineral de yeso o sulfato de calcio calcinado (incluido el destinado a utilizarse en la construcción, en el revestimiento de telas o de papel, en odontología, para enmendar el suelo), expresado en toneladas de estuco. El yeso alfa no está incluido en esta referencia de producto.
Yeso secundario secado (yeso sintético producido como subproducto reciclado del sector de la energía o material reciclado procedente de residuos de construcción y de la demolición), expresado en toneladas de producto.
Productos de lana mineral para aislamiento térmico, acústico e ignífugo, obtenidos a partir de vidrio, roca o escoria.
Planchas de Yeso (tableros, hojas, paneles, losetas).

Finalmente, en lo que respecta a los Mecanismos de AC y MDL, se mantiene la exclusión de proyectos forestales. Además, los créditos que no se utilizaron en 2008-2012 pueden trasladarse al período 2013-2020, tal y como mostraba la Figura 3.

4.1 Impacto económico en los consumidores industriales.

4.1.1 Costes directos.

- Por una parte, el hecho de que un gran porcentaje de instalaciones tengan que comprar en una subasta todos sus derechos de emisión o gran parte de ellos, supondrá para ellas en mayor o menor medida un sobre coste añadido en sus actividades o procesos productivos.
- Para el resto de instalaciones que reciben sus derechos de emisión de forma gratuita no todo son ventajas. Conforme vaya descendiendo el techo europeo de emisiones un 1'74% al año, el número de derechos que se van a asignar gratuitamente también va a ir descendiendo. Esto significa en última instancia que las instalaciones afectadas muy probablemente tengan que comprar los derechos que necesiten en el mercado o en una subasta.

Dos son los factores sobre los que se puede actuar para reducir las emisiones, sin disminuir el nivel de producción:

- ✓ Modificar el mix de combustibles utilizados. No obstante, no sólo consiste en reemplazar un combustible por otro menos contaminante, también hay que tener en cuenta otros aspectos (entre los cuales uno de ellos sería el precio de combustible) y hacer un análisis en conjunto. La cifra que se baraja es la de 50€/tCO₂ para empezar a considerar que un combustible ha de ser reemplazado por otro menos contaminante.
- ✓ Mejorar la eficiencia energética, reduciendo el consumo de energía, la cual supone además un importante coste en la mayoría de los procesos productivos. La cogeneración también contribuye a reducir las emisiones de CO₂.
- Por otro lado, el que el número de derechos que se asignan gratuitamente se determine a partir del 10% de las instalaciones más eficientes del sector en cuestión, implica una mayor eficiencia energética para el 90% restante.

Esto hace que haya que tener en cuenta la homogeneidad dentro del sector en cuanto a intensidades de emisión (tCO₂ emitidas por tonelada de producto). Se considera que un sector es heterogéneo cuando existe una gran dispersión en cuanto a intensidades de emisión.

La heterogeneidad de un sector puede ser debida a factores tales como el empleo de diferentes tecnologías, el empleo de diferentes combustibles, que el sector esté formado por subsectores o familias de productos, etc.

Debido a este motivo pudiera ocurrir que sectores con intensidades de emisión homogéneas reciban más derechos en relación con otros sectores heterogéneos (pudiendo ser incluso los segundos más eficientes que los primeros). Por lo tanto, los sectores heterogéneos tienen que hacer un mayor esfuerzo de reducción de emisiones.

No todos los sectores son igual de homogéneos en cuanto a intensidad de emisión. El sector del cemento es el más homogéneo, mientras que el resto de sectores no lo son tanto.

4.1.2 Costes indirectos.

En cuanto a los costes indirectos derivados del régimen de derechos de emisión, entre ellos se encuentra la previsible subida del precio de la electricidad debido a que el sector de la generación eléctrica presumiblemente internalizará el coste de comprar el 100% de sus derechos de emisión a partir de 2013.

En la expresión (1) [7] se muestra una forma de cómo podría incluirse este coste adicional en una instalación de generación de electricidad:

$$C = [C_o \cdot P \cdot FRC_n] + \left[\left(C_{\text{Operación y Mantenimiento}} + C_{\text{Emisión CO}_2} \right) \cdot P \cdot \frac{365 \cdot 24 \text{ horas}}{\text{año}} \cdot FU \right] \quad (1)$$

Siendo:

[€/Año] C: Coste total anualizado de una instalación de generación de electricidad (asumiendo un valor residual nulo al final de la vida de la instalación).

$$\begin{aligned} & \left[\frac{1}{\text{año}} \right] FRC_n = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \\ & \text{[€/MWe]} \quad C_o: \text{Coste de adquisición unitario.} \\ & \text{[MW]} \quad P: \text{Potencia.} \\ & \quad FRC_n: \text{Factor de recuperación de capital.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{[%]} \quad i: \text{Tipo de interés.} \\ & \text{[Año]} \quad n: \text{vida de la instalación.} \end{aligned}$$

[€/MWh] C Operación y Mantenimiento.

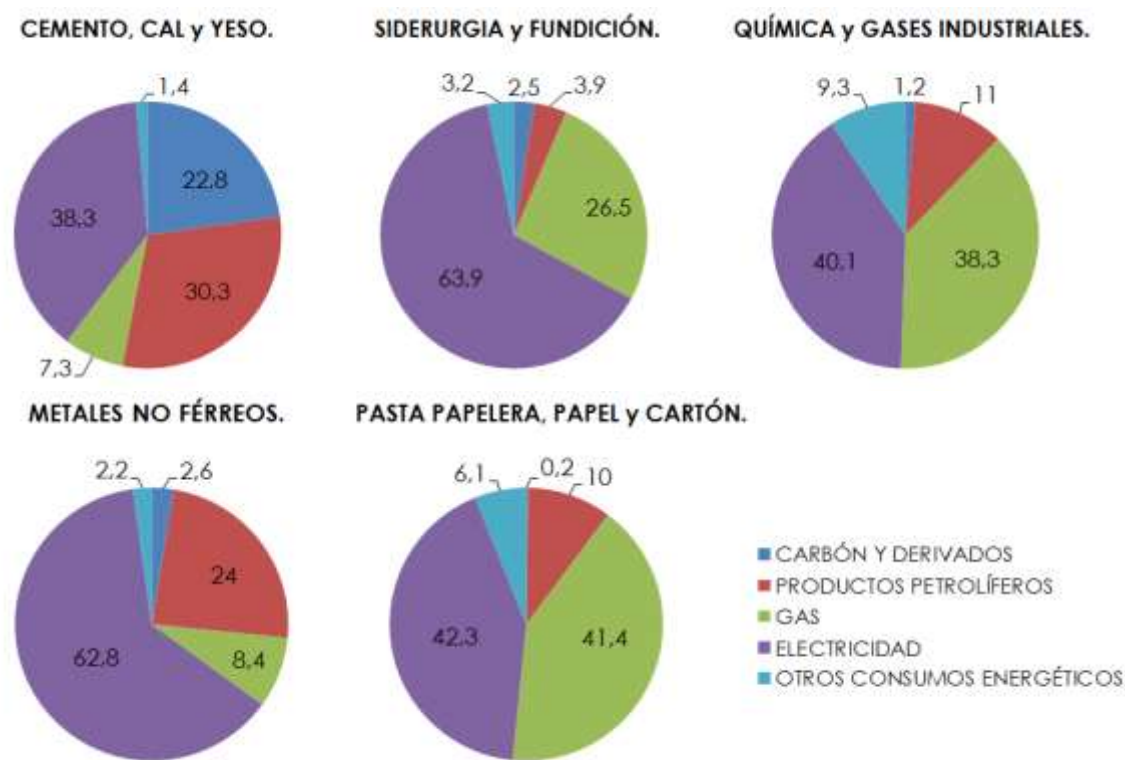
$$C_{\text{Emisión CO}_2} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{Factor de emisión} \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right] \cdot \text{Precio derecho emisión} \left[\frac{\text{€}}{\text{tCO}_2} \right]$$

[%] FU: Factor de Utilización= (Horas a potencia nominal (equivalentes) / 365x24 horas).

Esta situación aumenta aún más el riesgo de deslocalización de aquellos sectores muy intensivos en consumo de energía eléctrica.

La Figura 6 muestra la participación sobre el total de diferentes consumos energéticos utilizados en los procesos productivos de algunos de los sectores afectados por el régimen de derechos de emisión. Puede observarse cómo en la mayoría de la instalaciones, la electricidad constituye en torno al ≈40% de sus consumos energéticos totales, exceptuando al sector del acero y otros metales no ferreos, cuya participación asciende hasta un ≈60% del total.

Figura 6: Promedio de los distintos tipos de consumos energéticos en la industria entre 2000 y 2010.
Fuente: [8] y elaboración propia.



La Figura 6 se ha elaborado a partir de datos del Instituto Nacional de Estadística. El Anexo IV recoge las diferentes actividades (según códigos CNAE⁶) que se han considerado dentro de cada sector.

⁶ CNAE: Clasificación Nacional de Actividades Económicas.

5. MERCADOS DE CO₂.

5.1 Cómo realizar operaciones de compraventa de derechos de emisión.

Si una empresa tuviese un excedente de derechos de emisión y deseara venderlo, o necesitase comprar más derechos de los que le hayan asignado, cuenta con 3 vías (las cuales se complementan unas a otras):

- 1. Llegar a un acuerdo directamente con otra empresa de forma directa y bilateral.
- 2. Por mediación de un intermediario o broker que le ofrecerá un precio por el que le compra o vende sus derechos, y que asumirá los riesgos de la operación.

'Mercados no organizados' u OTC (Over the Counter): Los precios de estos mercados resultan de los contratos que se cierran para la compraventa de derechos de emisión, con la intervención de intermediarios especializados. Se tratan de mercados no oficiales que carecen de ubicación física.

- 3. Acudir a una Bolsa, donde podrá ver el precio del mercado y decidir cuándo quiere comprar o vender.

Se puede definir una 'Bolsa de CO₂' como un mercado organizado que permite la compraventa de contratos *spot* y/o *futuros* de derechos de emisión, de forma igualitaria entre todos los participantes, bajo las reglas de un gestor independiente. A diferencia de las bolsas tradicionales de acciones en las que hay un precio de venta y un precio de compra (bid-ask⁷), en las bolsas de CO₂ existe un sólo precio de mercado con variabilidad constante.

En general, existen 4 tipos de contratos de compraventa de derechos de emisión, los cuales se muestran en la Tabla 7:

Tabla 7: Tipos de contratos de compraventa de derechos de emisión.

<i>Spot</i> : La entrega de derechos se realiza de manera inmediata (máximo 2 días hábiles tras el acuerdo) y el pago se realiza al contado en el momento en función de lo acordado entre las partes (normalmente, sin créditos ni plazos).
<i>Futuros y Forwards</i> : Comprador y vendedor fijan la cantidad, el precio y la fecha de entrega en un plazo concreto y definido en el futuro, con pago en dicho momento.
La diferencia entre ambos es que el primero cotiza en una Bolsa, lo que permite su compraventa en cualquier momento hasta su caducidad, estando sujeto a las condiciones de la Bolsa donde cotiza; mientras que en el segundo las operaciones se cierran fuera del mercado organizado.
<i>Estructurado</i> : Este contrato contempla varios plazos de pago y entrega.

No existe una única Bolsa de CO₂, sino que existen varias. En España opera desde 2005 SENDECO₂ (Sistema Electrónico de Negociación de Derechos de Emisión de CO₂). SENDECO₂ es una plataforma electrónica (basada en tecnología de Internet) de negociación de derechos de emisión, y para poder acceder y operar en ella primero hay que tener una cuenta abierta en RENADE. Por otra parte, no se descarta que aparezcan plataformas paralelas. La Tabla 8 muestra diferentes bolsas de CO₂ que operan en Europa.

Tabla 8: Bolsas europeas de CO₂.

European Climate Exchange, ECX	Reino Unido
NordPool	Países nórdicos
BlueNext	Francia
European Energy Exchange, EEX	Alemania
Austrian Energy Exchange, EXAA	Austria

⁷ BID es el precio al cual un comprador está dispuesto a comprar y ASK es el precio al que un vendedor está dispuesto a vender.

Climex	Países Bajos
--------	--------------

5.1.1 Diferencias entre los Mercados OTC y las Bolsas de CO₂.

A continuación se presentan algunas de las principales diferencias entre los 'Mercados OTC' y las 'Bolsas de CO₂':

1. En las Bolsas de CO₂ sólo se negocian contratos *Spot* y/o *Futuros*, mientras que la compraventa de *Forward* y *Estructurados* se realiza de forma directa o en Mercados OTC.
2. En los Mercados OTC los contratos negociados suelen ser de elevado tamaño entre clientes mayoristas, como mínimo de un millón de toneladas de CO₂.
3. Las Bolsas están regidas por una importante regulación tanto para su funcionamiento como para sus miembros, mientras que los Mercados OTC están sujetos a una menor regulación por ser contratación mercantil. Este hecho dota a los Mercados OTC de una mayor flexibilidad que a las Bolsas de CO₂.
4. Los costes son más elevados en la Bolsa que en el Mercado OTC, tanto los iniciales para ser miembros (el acceso tiene un coste, tasa) como los destinados a asegurar cada transacción.
5. El ámbito de la Bolsa es público mientras que el del OTC es privado, sin ser necesariamente visible al regulador ni existir un control oficial y por lo tanto es un sistema menos transparente.

Tabla 9: Comparación rasgos característicos "Bolsas de CO₂" y "Mercados OTC".

BOLSA	Mercado OTC
Sin intermediarios (acceso directo)	Intermediarios-Brokers (acceso indirecto)
Precios que se muestran son firmes	Precios que se barajan son orientativos
Más transparente	Menos transparente
Autorregulado \Rightarrow < flexibilidad	No regulado \Rightarrow > flexibilidad
Más caro (con costes de acceso)	Más barato (sin costes de acceso)
El particular no dispone de asesoramiento	Se dispone de asesoramiento

- Aunque los Mercados OTC siguen acaparando la mayor parte de las operaciones de compraventa de derechos de emisión, se ha pasado de un estadio donde prácticamente todas las transacciones se canalizaban a través de los Mercados OTC, a otro en el que las Bolsas empiezan a consolidarse, adquiriendo un peso específico relevante y mayor protagonismo.

5.2 Cotización de la tonelada de CO₂.

La formación del precio del derecho de emisión responde a las mismas reglas de oferta y demanda que cualquier otro mercado. Además, no existe un precio uniforme para las distintas clases de títulos/derechos comercializables/negociables de CO₂ (UCAs, EUAs, UREs, RCEs).

Observando históricamente la evolución de la cotización de los derechos de emisión se puede constatar que:

- ✓ Ante un aumento/disminución de la demanda y la previsión del mercado de que haya déficit/superávit de derechos de emisión, el mercado reacciona corrigiendo al alza/a la baja el precio de la tonelada de CO₂.

Por otra parte, puesto que los derechos de emisión no pudieron trasladarse del periodo 2005-2007 al periodo 2008-2012 y ante la cercanía de su vencimiento, se produjo un desplome en el precio de la tonelada de CO₂ a finales del periodo 2005-2007.

La oferta de títulos viene determinada y preestablecida por la cantidad total asignada por los distintos Estados miembros de la Unión Europea a sus instalaciones afectadas. El grado de generosidad o severidad de los PNAs es un factor crítico, dado que crean una menor o mayor escasez de títulos de CO₂. El hecho de imponer un límite máximo respecto al número total de

derechos asignados (compromisos de Kioto) es lo que da valor económico al derecho de emisión al crear escasez en el mercado.

En lo concerniente a la demanda de derechos de emisión, ésta es equivalente a las emisiones reales de CO₂ de todas las empresas afectadas. Algunos de los factores o aspectos que influyen en la demanda de derechos de emisión (y por lo tanto en la determinación del precio) son:

1. Demanda de los productos fabricados por los sectores afectados por el régimen de derechos de emisión.
2. Precios en otros mercados relacionados, como pueden ser los energéticos (electricidad, petróleo, carbón y gas).
3. Factores exógenos, como por ejemplo, factores meteorológicos (pluviosidad, olas de frío y/o calor), que afectan especialmente a la demanda de electricidad o a la disponibilidad de energías renovables para la generación eléctrica.

Desde 2008 el precio de las EUAs se ha mantenido en torno a 20 €. Según estudios de la Comisión Europea, el precio del derecho de emisión se situará en torno a:

✓ 26 €, en caso de que el comercio se limite exclusivamente a la UE, sin posibilidad de comprar derechos de fuera ni de poder utilizar UREs y/o RCEs procedentes de los Mecanismos de AC y MDL, respectivamente.

✓ 13 €, si se permite a Rusia y a los países de Europa del Este vender su superávit de derechos de emisión al mercado comunitario. Los países de Europa del Este por lo general son poseedores de un exceso de derechos de emisión.

Todas las previsiones son alcistas, y apuntan a que el precio de las EUAs alcanzará los 30€ en 2020. Por otra parte, la penalización de 100 € (por título no presentado por cada tonelada de CO₂ emitida en exceso) constituye, en sí misma, un tope regulatorio para los precios de mercado.

6. EMISIONES DE CO₂ EN ESPAÑA.

6.1 Evolución de las emisiones globales.

En la Tabla 10 se muestra un histórico de las emisiones brutas de CO₂ equivalente (expresadas en kilotoneladas) que ha habido en España desde 1990. Para contabilizar las emisiones netas bastaría con restar a las emisiones brutas la absorción por sumideros:

$$\text{Emisiones netas} = \text{Emisiones brutas} - \text{Sumideros de carbono}$$

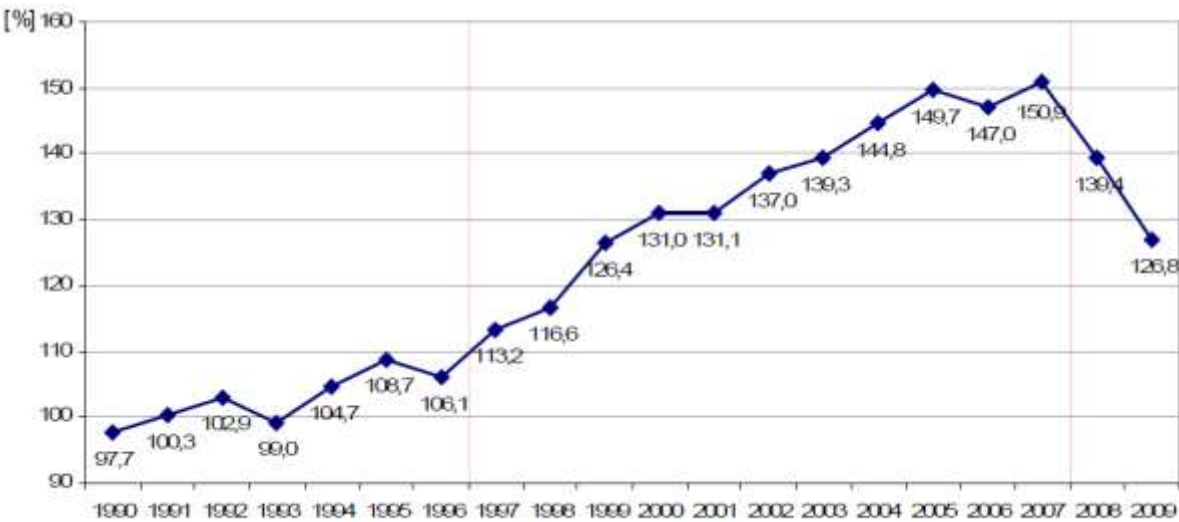
La cifra exacta tomada para el año base en España fue de 289.773.205,032 toneladas de CO₂ equivalente; y la cantidad que se asignó a España para los 5 años del periodo 2008-2012 fue de 1.666.195.929 (= 289.773.205,032 x 1,15 x 5 años) toneladas de CO₂ equivalente.

Tabla 10 [2]: Evolución de las emisiones globales de CO₂ en España.

Año Base PK	289.773	2000	379.619
1990	283.168	2001	379.898
1991	290.626	2002	396.847
1992	298.180	2003	403.750
1993	286.867	2004	419.523
1994	303.269	2005	433.809
1995	314.875	2006	425.975
1996	307.538	2007	437.159
1997	328.100	2008	403.935
1998	337.937	2009	367.543
1999	366.302		

En la Figura 7 se representan en una gráfica los datos de la Tabla 10, tomando como 100 el año base del Protocolo de Kioto.

Figura 7 [2]: Evolución de las emisiones globales de CO₂ en España.



La Figura 8 muestra las tasas de variación interanual de cada año respecto al anterior a lo largo del periodo 1990-2009.

Figura 8 [2]: Tasas de variación interanual de cada año respecto al anterior de las emisiones de CO₂ a lo largo del periodo 1990-2009.



En las Figuras 7 y 8, pueden distinguirse 3 periodos de tiempo distintos:

1. 1990-1996: Años caracterizados por un ligero aumento de las emisiones de CO₂.
2. 1997-2005: Lejos de estabilizarse, la tasa de emisiones se incrementó aún más.
3. En el año 2006 se detecta un punto de inflexión, y es a partir de 2008 desde cuando ha venido ocurriendo un acusado descenso de las emisiones de CO₂. Tres son las causas, actuando de forma conjunta, que podrían explicar esta última tendencia:

3.1. Descenso de la Intensidad Energética.

Se define la intensidad energética como la relación (consumo energético per cápita) / (PIB per cápita deflactado⁸). Como norma general, inicialmente la intensidad energética de un país sube mientras éste se desarrolla, para alcanzar un máximo y después descender permanentemente una vez desarrollado el país.

La subida inicial se corresponde con la construcción de la infraestructura pesada, mientras que el descenso posterior se debería en gran medida a que normalmente la economía evoluciona hacia el sector servicios y hacia otros sectores industriales menos consumidores de energía. España se encontraría en esta segunda etapa.

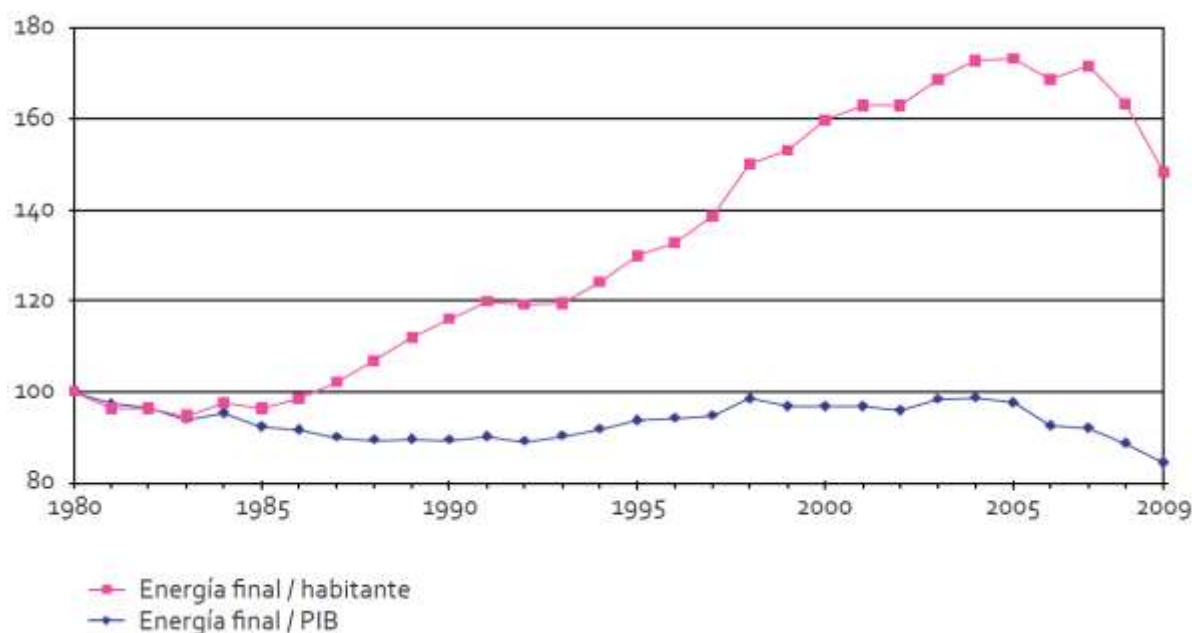
Además, el máximo de esta curva en forma de colina que muestra la intensidad energética, es paulatinamente menor, pues el desarrollo de países nuevos se realiza con tecnologías más eficientes que sus predecesores.

Un valor elevado de la intensidad energética significa un consumo per cápita de energía muy elevado, sin un aparejado aumento en la generación de riqueza ni el correspondiente nivel de vida. Esto solamente se justifica por un derroche energético.

La Figura 9 recoge la evolución de la intensidad energética (expresada como consumo de energía final por habitante o unidad de PIB) en España desde 1980. Se observa una tendencia de descenso sostenido desde 2004, rompiendo la tendencia de aumento de los años precedentes.

⁸ Deflactado significa descontado para hacerlo equivalente a un cierto año del pasado. También se suele decir que es a precios constantes.

Figura 9 [9]: Evolución histórica de la intensidad energética en España.

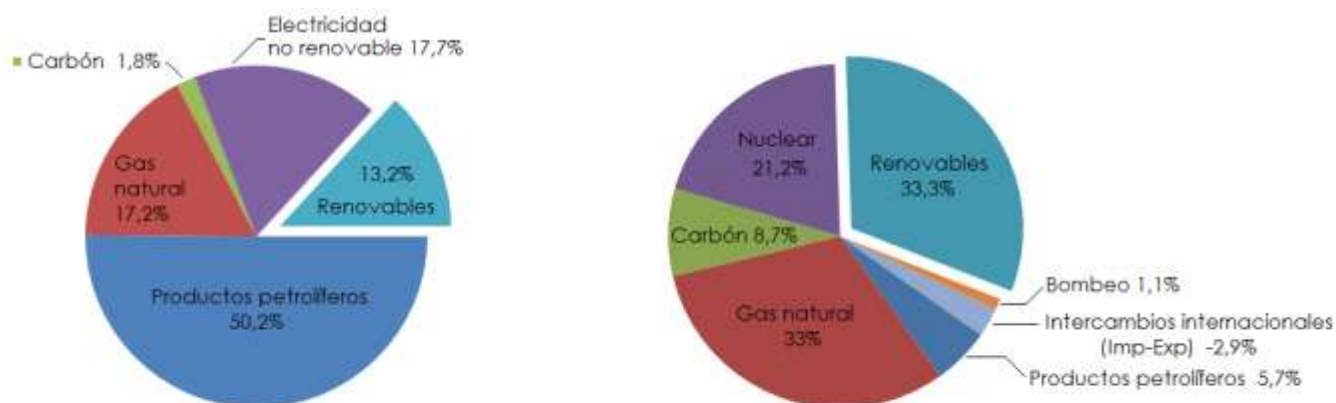


Nota: Para mantener la homogeneidad no se han considerado en el mix de energía final las fuentes de energía renovable, ya que éstas no estaban presentes en los primeros años. Se ha tomado como referencia 100, la intensidad energética de 1980.

3.2. Notable ascenso de las energías renovables.

Las energías renovables contribuyen a evitar emisiones de CO₂ a la atmósfera. En términos de consumo de energía primaria, las energías renovables han pasado de contribuir un 6,3% en 2004 a un 11,3% en 2010. Porcentaje que se eleva al 13,2% considerando el consumo final bruto de energía. En la generación eléctrica, el crecimiento también ha sido similar, pasado del 18,5% en 2004 al 33,3% en 2010 considerando el consumo final bruto de electricidad.

Figura 10 [10]: Estructura del consumo final de energía (izquierda) y electricidad (derecha) en 2010.



Consumo final bruto de energía en 2010.

Estructura de producción eléctrica en 2010.

El objetivo marcado por la Comisión Europea, es que en 2020 el 20% de la energía proceda de fuentes renovables.

3.3. Inicio de una recesión económica a partir de 2008, acompañada por una menor actividad y un menor consumo de energía, productos y servicios. Este es uno de los motivos por los cuales quizás sobren derechos de emisión en el periodo 2008-2012.

- A pesar de los datos anteriores (↓ intensidad energética, ↑ participación de las renovables) cabe esperar que en los próximos años en España se frene la tendencia de descenso de las emisiones de CO₂, debido al previsible aumento del consumo energético en este siglo.

6.2 Emisiones por sectores.

La Tabla 11 recoge desglosadas por sector de actividad (según categorías IPCC⁹) las emisiones de CO₂ equivalente que tuvieron lugar en España en 2008 y 2009.

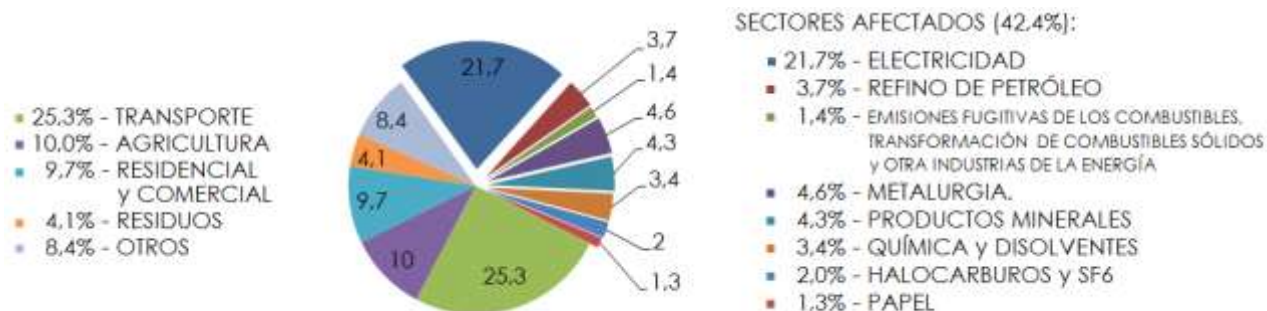
Tabla 11 [2]: Emisiones desglosadas por sector de actividad que tuvieron lugar en España en 2008 y 2009. Unidades: kilotoneladas de CO₂.

ACTIVIDAD	2008	2009
1. PROCESADO DE LA ENERGÍA		
1.A. ACTIVIDADES DE COMBUSTIÓN		
1A1. INDUSTRIAS DEL SECTOR ENERGÉTICO		
1A1a. Producción pública de electricidad y calor	91.519	75.722
1A1b. Refino de petróleo	14.687	13.922
1A1c. Transformación de combustibles sólidos y otras industrias de la energía	2.008	2.409
1A2. INDUSTRIAS MANUFACTURERAS Y DE LA CONSTRUCCIÓN		
1A2a. Industrias del hierro y el acero	6.765	5.752
1A2b. Industria metales no férreos	9.425	6.608
1A2c. Industria química	9.399	8.319
1A2d. Pasta de papel, papel e impresión	5.339	4.858
1A2e. Alimentación, bebidas y tabaco	3.861	3.535
1A2f. Otros (excluida combustión en fabricación de cemento)	30.130	27.587
1A3. TRANSPORTE	100.341	94.461,7
1A3a. Tráfico aéreo		
1A3b. Transporte por carretera		
1A4. OTROS SECTORES	38.255,0	36.658,9
1A4a. Combustión en los sectores comercial e institucional		
1A4b. Combustión en el sector residencial		
1.B. EMISIONES FUGITIVAS DE LOS COMBUSTIBLES	3.363,8	3.346,0
2. PROCESOS INDUSTRIALES		
2.A. PRODUCTOS MINERALES	18.788,0	14.674,9
2A1. CEMENTO		
2A2. CAL		
2A3. USO DE PIEDRA CALIZA y DOLOMITA		
2A4. PRODUCCIÓN y USO DE CARBONATO SÓDICO		
2A5. IMPERMEABILIZACIÓN DE TEJADOS CON MATERIALES ASFÁLTICOS		
2A6. PAVIMENTACIÓN DE CARRETERAS CON MATERIALES ASFÁLTICOS		
2.B. INDUSTRIA QUÍMICA	1.626,0	1.529,00
2.C. PRODUCCIÓN METALÚRGICA	3.635,5	2.701,4
2C1. HIERRO y ACERO (antorchas en plantas siderúrgicas)		
2C2. FERROALEACIONES		
2C3. ALUMINIO		
2.D. OTRAS INDUSTRIAS		
2.E. PRODUCCIÓN DE HALOCARBUROS y SF₆	670,39	482,71
2.F. CONSUMO DE HALOCARBUROS y SF₆	6.959,74	7.444,65
2F1. REFRIGERACIÓN E INSTALACIONES DE AIRE ACONDICIONADO		
2F2. ESPUMADO DE PLÁSTICOS		
3. USO DE DISOLVENTES Y DE OTROS PRODUCTOS	2.677,72	2.552,90
4. AGRICULTURA (Fermentación, Estiércol)	38.801,0	38.712,7
5. CAMBIOS DE USO DEL SUELO y SILVICULTURA		
6. TRATAMIENTO y ELIMINACIÓN DE RESIDUOS (Incineración, Vertederos, Aguas residuales)	15.683,4	16.266,5
TOTAL	403.935	367.543

⁹ IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change.

La Figura 11 se ha elaborado a partir de los datos de la tabla anterior como promedio del año 2008 y 2009. Se puede observar como el conjunto de sectores afectados representan el 42,4% del total de emisiones, tal y como se vio en el Apartado 3.3.3.

Figura 11: Contribución por sector de actividad como promedio de 2008 y 2009 (todos los sectores).



Por otra parte, la Figura 12 se ha elaborado a partir de los datos de la Tabla 2, y representa la participación porcentual que tuvo cada uno de los sectores afectados por el régimen de derechos de emisión como promedio de los años 2005, 2006 y 2007. Puede observarse la aportación dominante del sector 'Generación eléctrica'.

Figura 12: Contribución por sector de actividad como promedio de 2005, 2006 y 2007 (solo los sectores afectados).



7. PLANTILLA DE SIMULACIÓN DE EMISIONES DE CO₂.

La industria necesita energía en sus procesos productivos, y dependiendo del sector y de la actividad que se realice se emplearán unos productos energéticos u otros, unas veces las emisiones de CO₂ proceden de la combustión de combustibles fósiles, y otras veces es más conveniente el uso de electricidad, en este caso se habla emisiones indirectas.

Para determinar las emisiones de un proceso hace falta identificar los focos de emisión y conocer los diferentes consumos de energía empleados, lo que requiere conocer el proceso en sí.

Por lo tanto, se ha realizado una plantilla basada en la hoja de cálculo 'Microsoft Excel' con el fin de evaluar de manera orientativa las emisiones de CO₂ de las actividades industriales. También, se han elegido dos sectores intensivos en consumo de energía, el sector de la fabricación del cemento y el sector de la siderurgia. Se han analizado sus procesos y se han evaluado sus emisiones con esta herramienta.

7.1 Electricidad.

Cualquier actividad industrial necesita electricidad en mayor o en menor medida en sus procesos (Figura 6). Por este motivo en este apartado se calculan las emisiones de CO₂ por kWh consumido. Para ello puede asociarse a cada tecnología de generación un 'factor de emisión' de acuerdo con los valores presentados en el 'Plan de Energías Renovables en España 2005-2010':

Tabla 12 [11] y [12]: Factores de emisión asociados a cada tecnología de generación.

Tecnología de generación	Factor de emisión [tCO ₂ /MWh]
Régimen Ordinario	
Hidráulica	
Nuclear	
Carbón ($\eta = 36,1\%$)	0,961
Fuel/Gas	0,7
Ciclo combinado ($\eta = 54\%$)	0,372
Régimen Especial	
No renovables	0,342 ¹⁰
Renovables	

Puede verse en la Tabla 12 cómo el carbón es la fuente de energía que libera más CO₂ por kWh térmico producido. El grupo 'Renovables' incluye Hidráulica (< 50MW), Eólica, Solar fotovoltaica, Solar termoelectrica y Biomasa. Teniendo en cuenta éstos factores de emisión y el mix de generación, pueden determinarse las toneladas de CO₂ por MWh generado en cualquier escenario de generación, mediante la siguiente expresión:

¹⁰ El factor de emisión del grupo 'Régimen Especial – No renovables' se ha ponderado en función del peso relativo de la siguiente forma:

	Participación [%]	Factor de emisión [tCO ₂ /MWh]
Cogeneración	78,3%	0,37
Residuos Sólidos Urbanos ($\eta = 24,88\%$)	21,7%	0,243

$$\left(0,783 \cdot 0,37 \left[\frac{tCO_2}{MWh}\right]\right) + \left(0,217 \cdot 0,243 \left[\frac{tCO_2}{MWh}\right]\right) = 0,342 \left[\frac{tCO_2}{MWh}\right]$$

$$\frac{\text{Emisiones totales CO}_2 [\text{tCO}_2]}{\text{Energía eléctrica total generada [MWh]}} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i [\text{MWh}] \cdot \text{Factor emisión}_i \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right]}{\sum_{i=1}^N E_i [\text{MWh}]} \quad (2)$$

'n' representa a todas aquellas tecnologías de generación que hacen uso de la combustión.

'N' representa a todas las tecnologías de generación.

Para determinar éstos factores de emisión se parte de unos 'factores de emisión para usos térmicos', como los que muestra la Tabla 13.

Tabla 13 [11]: Factores de emisión asociados a cada combustible fósil.

Factores de Emisión para Usos Térmicos [tCO ₂ /tep ¹¹]			
Hulla + Antracita nacional	4,032	Gasóleo A, B y C	3,070
Carbón importado	4,032	Queroseno	2,964
Lignito negro	3,861	Fueloil	3,207
Lignito pardo	3,983	Gas de refinería	2,766
Gas siderúrgico	3,055	Gas Natural	2,337
GLP	2,614	Propano	2,805
Coque de petróleo	4,137	Butano	2,857
Gasolina	2,872		

La Tabla 13 muestra cómo para un mismo nivel de energía, diferentes combustibles liberan más o menos CO₂. Por otro lado, puesto que una tep y un MWh, ambos son unidades de energía, podría determinarse el equivalente energético de la electricidad de la siguiente forma:

$$\left. \begin{array}{l} 1 \text{ MWh} = 10^6 \cdot \text{J/s} \cdot 3600\text{s} = 3\,600 \text{ MJ} \\ 1 \text{ tep} = 41\,850 \text{ MJ} \end{array} \right\} \frac{3600 \frac{\text{MJ}}{\text{MWh}}}{41850 \frac{\text{MJ}}{\text{tep}}} = 0,086 \frac{\text{tep}}{\text{MWh}}$$

Por lo que la electricidad, contabilizada como energía final y no producida por procedimientos térmicos (hidráulica, eólica, solar fotovoltaica) puede considerarse que tiene este equivalente en petróleo u otra equivalencia energética.

Sin embargo para producir esta electricidad con una central térmica hace falta más energía primaria¹². Asumiendo que el rendimiento energético¹³ de una central térmica de carbón y de una central térmica de ciclo combinado de gas natural, es 36,1% y 54%, respectivamente, tendríamos los siguientes factores de emisión de CO₂:

$$4,032 \frac{\text{tCO}_2}{\text{tep}} \cdot \frac{0,086 \text{ tep}}{0,361 \text{ MWh}} \approx 0,961 \frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}}$$

$$2,337 \frac{\text{tCO}_2}{\text{tep}} \cdot \frac{0,086 \text{ tep}}{0,54 \text{ MWh}} \approx 0,372 \frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}}$$

Por otra parte, las Figuras 13 y 14 muestran la evolución de las emisiones de CO₂ procedentes de la generación eléctrica en España y fuera de España, respectivamente. La tendencia global muestra un ligero descenso de las emisiones, atribuible en gran medida a una mayor

¹¹ tep: Tonelada equivalente de petróleo (toe, tonne of oil equivalent); energía liberada al arder completamente 1 tonelada de petróleo de referencia, lo que equivalen a 41 850 MJ, asumiendo un Poder Calorífico Inferior (PCI) para el petróleo de 41'85 MJ/kg, según recomendaciones de la Agencia Internacional de la Energía.

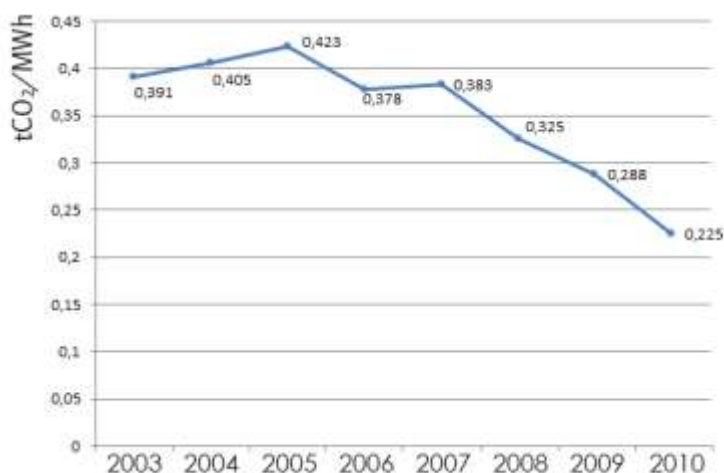
¹² La 'energía primaria' es aquella obtenida directamente de la fuente, mientras que la 'energía final' es aquella forma de energía deseada por el consumidor, por ejemplo un electrodoméstico emplea como energía final, electricidad.

¹³ Se define el *rendimiento energético* o *eficiencia energética* de una central térmica (η), como la relación "Producto deseado (electricidad y/o calor) / Energía puesta en juego".

participación de la energía generada a partir de fuentes renovables; tendencia que previsiblemente se mantendrá en los próximos años.

Aunque también existe un cierto efecto de sustitución de gas natural por carbón que contrarresta el efecto de las renovables, ya que en España existe una imposición para quemar carbón nacional y mantener la minería asociada, debido a motivos sociales y estratégicos, con el objetivo de asegurar el suministro energético.

Figura 13: Evolución de las emisiones de CO₂ procedentes de la generación eléctrica en España.



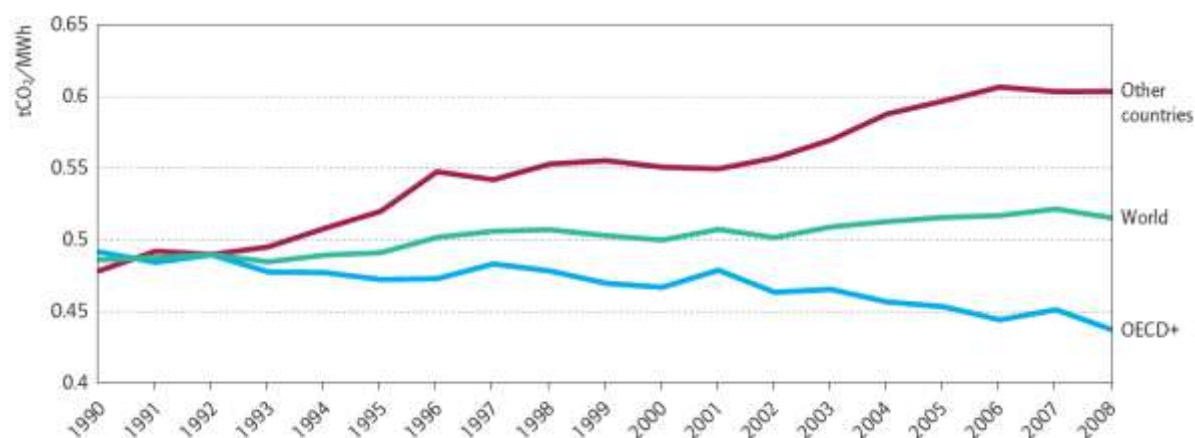
Nota: En los cálculos no se han considerado 'consumos en generación', 'consumos en bombeo' ni 'intercambios internacionales' (si las exportaciones de energía eléctrica superan a las importaciones, esas emisiones asociadas habría que atribuírselas a Francia o Portugal, y viceversa).

La Tabla 14 recoge los datos que se han utilizado para elaborar la Figura 13.

Tabla 14 [13]: Energía eléctrica [GWh] generada en España entre 2003 y 2010.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
RÉGIMEN ORDINARIO								
Hidráulica	38.874	29.777	19.170	25.330	26.352	21.428	23.862	38.653
Nuclear	61.875	63.606	57.539	60.126	55.102	58.973	52.761	61.990
Carbón	75.796	80.097	80.911	69.326	75.028	49.647	37.311	25.478
Fuel/Gas	17.703	17.912	19.072	14.432	10.827	10.691	10.056	9.553
Ciclo combinado	14.990	28.974	50.916	67.012	72.219	95.529	82.239	68.595
RÉGIMEN ESPECIAL								
No renovables	20.063	22.130	22.578	19.804	20.580	23.314	27.407	29.045
Renovables	20.428	23.929	28.509	31.079	36.439	43.839	54.531	62.822

Figura 14 [14]: Evolución de las emisiones de CO₂ procedentes de la generación eléctrica.



Nota: OECD+ incluye todos los países miembros de la OCDE¹⁴ y todos países que sin ser miembros de la OCDE, pertenecen a la Unión Europea.

Por otra parte, el 'Plan de Energías Renovables 2005-2010' estimó que gracias al crecimiento de las energías renovables se evitarían en el sector eléctrico 53.252.319 tCO₂ entre 2005 y 2010, tal y como desglosa por tecnología de generación la Tabla 15, estimando también un ahorro de 20 €/tCO₂ evitada.

Así mismo, el 'Plan de Energías Renovables 2011-2020', teniendo en cuenta las proyecciones de crecimiento, estima que el nuevo parque de generación renovable evitará entre 2011 y 2020 126.084.435 tCO₂. Además el plan estima que los ahorros derivados de las emisiones de CO₂ evitadas ascenderán hasta 3.567 M€, resultando un ahorro de $\frac{3.567 \text{ M€}}{126.084.435 \text{ tCO}_2} = 28,29 \frac{\text{€}}{\text{tCO}_2}$ evitada.

Para contabilizar estas emisiones se considera que de no haber existido estas fuentes, esa energía se hubiera generado mediante centrales de ciclo combinado de gas natural, con un rendimiento medio del 54%.

Tabla 15 [10] y [11]: Estimaciones del 'PER 2005-2010' y 'PER 2011-2020' de las emisiones de CO₂ evitadas en el Sector Eléctrico debido al crecimiento de las fuentes renovables entre 2005-2010 y 2011-2020, respectivamente.

	PER 2005-2010		PER 2011-2020
	Emisiones [tCO ₂ /año]	Emisiones evitadas entre 2005 y 2010 [tCO ₂]	Emisiones evitadas entre 2011 y 2020 [tCO ₂]
Hidráulica (10-50 MW)	255.490	827.254	592.172
Hidráulica (<10 MW)	472.812	1.504.926	
Biomasa	7.364.191	17.348.380	10.587.673
Centrales de biomasa	2.524.643	5.638.283	
Co-combustión ¹⁵	4.839.548	11.710.097	
Eólica terrestre	9.649.680	31.398.660	62.712.996
Eólica marina			1.554.616
Solar fotovoltaica	205.654	505.885	12.934.085
Biogás	220.298	595.274	3.093.316
Solar termoeléctrica	482.856	1.071.940	32.569.924
RSU			1.586.777
Energías del mar			235.108
Geotermia			217.767

¹⁴ OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD).

¹⁵ Combustión conjunta de biomasa y carbón en una misma central.

TOTAL:	18.650.981	53.252.319	126.084.435
--------	------------	------------	-------------

Por otra parte, podrían determinarse las tCO₂ que realmente se evitaron entre 2005 y 2010 mediante la siguiente expresión, resultando un total de 42.275.940 tCO₂.

Emisiones evitadas [tCO₂] =

$$= \sum_{i=2005}^{2010} (\text{Energía Renovables } i - \text{Energía Renovables 2004}) [\text{MWh}] \cdot \text{Factor emisión CC de GN} \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right]$$

7.2 Uso de la plantilla.

La Figura 15 muestra la plantilla sólo con los datos correspondientes a la generación eléctrica, se han elegido los datos correspondientes al año 2007, aunque podría haberse elegido cualquier otro año de la Tabla 14.

Figura 15: Plantilla de simulación (sólo electricidad).

	A	B	C	D
1		UNIDADES	RESULTADOS	PARTICIPACIÓN [%]
2	EMISIONES TOTALES	[t CO2/ t producto]	0	
3	EMISIONES DIRECTAS	[t CO2/ t producto]		
4	→Procesos químicos:	[t CO2/ t producto]	0	
5	→Combustión:	[t CO2/ t producto]	0	
6	Energía térmica consumida por tonelada de producto	[cal/t producto]		
7	Factor de conversión	4.184 [J/cal] · 1/41.850 [tep/MJ]		
8	Factor de emisión del combustible	[t CO2/tep]		
9	EMISIONES INDIRECTAS	[t CO2/ t producto]	0	
10	Energía eléctrica consumida por tonelada de producto	[kWh/ t producto]		
11	Emisiones procedentes de la generación eléctrica	[t CO2/MWh]	0.38302406	
12	TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	ENERGÍA - E _i	FACTOR DE EMISIÓN i	[tCO2]
13	RÉGIMEN ORDINARIO	[GWh]	[tCO2/MWh]	
14	Hidráulica	26.352		
15	Nuclear	55.102		
16	Carbón (η = 36,1%)	75.028	0.961	72101908
17	Fuel/Gas	10.827	0.7	7578900
18	Ciclo combinado (η = 54%)	72.219	0.372	26865468
19	RÉGIMEN ESPECIAL			
20	No renovables	20.580	0.342	7038360
21	Renovables	36.439		
22	TOTAL:	296.547		113584636

La celda C2 presenta las emisiones totales de CO₂ de la actividad en cuestión, que son el resultado de sumar 3 focos de emisión:

$$\text{Emisiones totales} \left[\frac{\text{t CO}_2}{\text{t producto}} \right] (\text{C2}) = \overbrace{\text{Electricidad (C9)}}^{\text{Emisiones Indirectas}} + \overbrace{\text{Combustión (C5)} + \text{Procesos Químicos (C4)}}^{\text{Emisiones Directas}}$$

Las emisiones procedentes de la electricidad se han calculado de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Emisiones Electricidad} \left[\frac{\text{t CO}_2}{\text{t producto}} \right] (\text{C9}) &= \\ &= \text{Energía eléctrica consumida por t producto} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{t producto}} \right] (\text{C10}) \\ &\times \text{Emisiones procedentes de la generación eléctrica} \left[\frac{\text{t CO}_2}{\text{MWh}} \right] (\text{C11}) \times \frac{1}{1.000} \end{aligned}$$

La celda C11 es el resultado de aplicar la expresión (2) del Apartado 7.1.

$$\text{Emisiones procedentes de la generación eléctrica} \left[\frac{\text{t CO}_2}{\text{MWh}} \right] (\text{C11}) =$$

$$\frac{\text{Emisiones totales CO}_2 [\text{tCO}_2] \text{ (D22)}}{\text{Energía eléctrica total generada [MWh] (B22)}} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i [\text{MWh}] \cdot \text{Factor emisión}_i \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right]}{\sum_{i=1}^N E_i [\text{MWh}]}$$

Por otra parte, las emisiones directas procedentes de la combustión se han calculado de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Emisiones Combustión} \left[\frac{\text{t CO}_2}{\text{t producto}} \right] \text{ (C5)} &= \text{Energía térmica consumida por t producto} \left[\frac{\text{cal}}{\text{t producto}} \right] \text{ (C6)} \times \\ &\times 4,184 \left[\frac{\text{J}}{\text{cal}} \right] \cdot \frac{1}{41.850} \left[\frac{\text{tep}}{\text{MJ}} \right] \text{ (C7)} \times \text{Factor de emisión del combustible} \left[\frac{\text{t CO}_2}{\text{tep}} \right] \text{ (C8)} \end{aligned}$$

A continuación, se muestran dos ejemplos de cómo utilizar la plantilla.

7.2.1 Cemento.

En el proceso de fabricación de cemento, pueden diferenciarse tres etapas básicas:

1. Obtención y preparación de materias primas (caliza, marga, arcilla) que son finamente molidas para obtener crudo.

2. Cocción de las materias primas:

El crudo se lleva a un horno donde se seca, se precalienta, se calcina y se sinteriza, obteniendo un producto semielaborado denominado clínker.

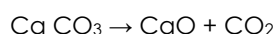
En este horno el óxido de calcio (CaO, cal) reacciona con sílice, alúmina y óxido de hierro para formar silicatos, aluminatos y ferritos de calcio que componen el clínker. En el proceso de formación de clínker la temperatura del horno debe estar entre 1.400 -1.500 °C.

El clínker sale del horno entorno a unos 1.450 °C y se le extrae calor que se devuelve al proceso en forma de aire caliente.

3. El clínker se muele conjuntamente con otros componentes (cenizas volantes, escoria, puzolana, yeso) para obtener cemento.

El consumo de energía en la fabricación de cemento depende de la vía de fabricación empleada, la cual depende además del contenido de humedad de las materias primas. En España el 93% de la producción de cemento se basa en procesos de vía seca. Los procesos húmedos o semi-húmedos consumen más energía.

La *descarbonatación* y el horno consumen la mayor parte de la energía. La 'descarbonatación o calcinación de la caliza' es el proceso de disociación o descomposición a alta temperatura (900 °C) del carbonato cálcico (CaCO₃) de la caliza en óxido de calcio (CaO, cal), liberando CO₂ en forma de gas.



Se estima que este CO₂ supone el 60% de las emisiones directas de CO₂, el 40% restante procede de la combustión en el horno.

Tabla 16 [15]: Energía total consumida en la fabricación de cemento.

Energía térmica: ≈90%	<p>Horno clinker: 2.900-3.200 $\left[\frac{\text{MJ}}{\text{t clinker}} \right]$</p> <table border="1" data-bbox="528 342 1337 577"> <tr> <th colspan="2">Energía térmica consumida por diferentes tipos de hornos [MJ/t de clinker]</th></tr> <tr> <td>2.900-3.200</td><td>para líneas nuevas vía seca, con precalentador de ciclones y precalcinador</td></tr> <tr> <td>3.100-4.200</td><td>para vías secas, con precalentador de ciclones</td></tr> <tr> <td>3.300-4.500</td><td>para hornos vía semiseca o semihúmeda</td></tr> <tr> <td>hasta 5.000</td><td>para hornos largos vía seca</td></tr> <tr> <td>5.000-6.000</td><td>para hornos vía húmeda</td></tr> </table> <p>Los principales combustibles empleados en el horno en orden decreciente son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - coque de petróleo, carbón bituminoso y lignito. - residuos orgánicos (neumáticos, aceites usados, disolventes, plásticos, biomasa, papel, lodos de depuración de aguas residuales, etc.). - fuelóleo. - gas natural. <p>El empleo de residuos orgánicos como combustibles alternativos al carbón y al coque de petróleo puede cubrir una parte significativa de las necesidades de energía, reduciendo las emisiones de CO₂ por tonelada de cemento producida. Esto es posible gracias a que la temperatura y los tiempos de permanencia en el horno son lo suficientemente altos como para destruir los compuestos orgánicos contenidos en los residuos, dando lugar como resultado CO₂, H₂O y calor.</p> <p>Los residuos también tienen un factor de emisión de CO₂ menor que el carbón y el coque de petróleo.</p> <p>Aunque la tendencia es creciente, el empleo de residuos como combustible alternativo supuso en el año 2001 en España poco más del 1% del consumo térmico de los hornos de clinker. En la Unión Europea este porcentaje es algo mayor, un 13% en el año 2000.</p> <p>El uso de residuos como combustible, está prácticamente limitado al sector del cemento. Las instalaciones de fabricación de ladrillos y tejas también muestran un uso, aunque esporádico, de lodos de depuradora como combustible en sus hornos.</p>	Energía térmica consumida por diferentes tipos de hornos [MJ/t de clinker]		2.900-3.200	para líneas nuevas vía seca, con precalentador de ciclones y precalcinador	3.100-4.200	para vías secas, con precalentador de ciclones	3.300-4.500	para hornos vía semiseca o semihúmeda	hasta 5.000	para hornos largos vía seca	5.000-6.000	para hornos vía húmeda
Energía térmica consumida por diferentes tipos de hornos [MJ/t de clinker]													
2.900-3.200	para líneas nuevas vía seca, con precalentador de ciclones y precalcinador												
3.100-4.200	para vías secas, con precalentador de ciclones												
3.300-4.500	para hornos vía semiseca o semihúmeda												
hasta 5.000	para hornos largos vía seca												
5.000-6.000	para hornos vía húmeda												
Energía eléctrica: ≈10%	<p>90-130 $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{t}} \right]$</p> <ul style="list-style-type: none"> ◦75% → Operaciones de triturado y molienda (materias primas, combustibles sólidos y cemento). ◦25% → Impulsión de gases. Manipulación y transporte de materiales (cintas transportadoras, elevadores de cangilones, etc.). Instalaciones auxiliares. <p>◦Para las operaciones de secado (materias primas, combustible pulverizado) principalmente se usan los gases calientes a la salida del horno y/o el aire de salida del enfriador de clinker, aunque puede ser necesario un hogar auxiliar.</p>												

La Figura 16 muestra un diagrama simplificado de las entradas y salidas de energía y emisiones de CO₂ en la fabricación de cemento. Típicamente la relación clinker/cemento es de 0,8.

Figura 16: Diagrama de proceso simplificado de la fabricación de cemento.

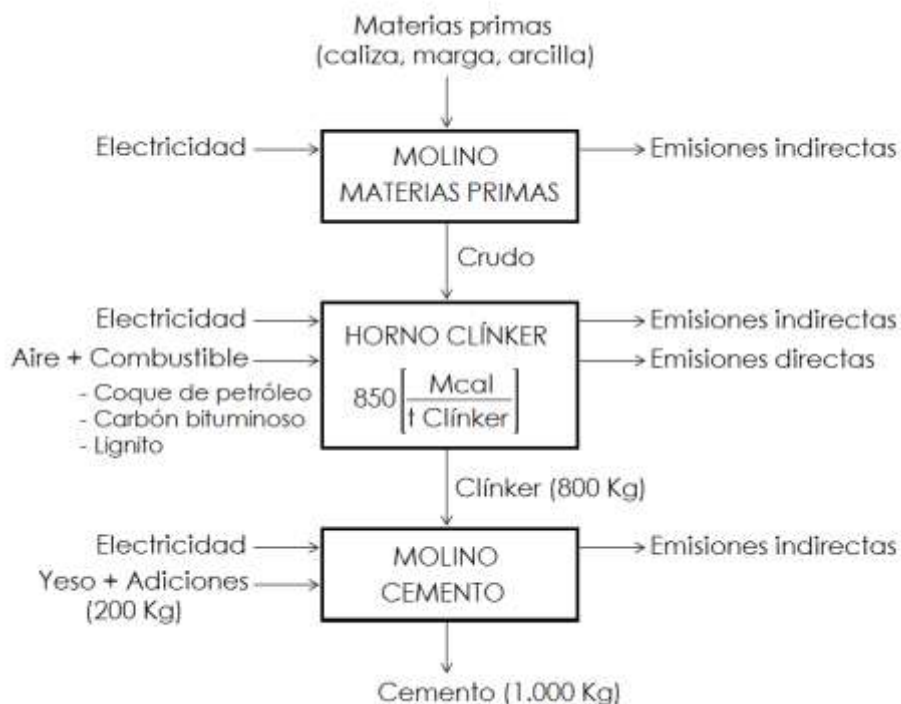


Tabla 17: Datos para el cálculo de las emisiones de CO₂ en la fabricación de cemento.

Emisiones CO ₂ directas	<p>Combustión: Horno Clíinker (40%).</p> <p>→ Energía térmica consumida por tonelada de producto:</p> $850 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{cal}}{\text{t clíinker}} \right] \cdot 0,8 \frac{\text{t clíinker}}{\text{t cemento}} = 680 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{cal}}{\text{t cemento}} \right]$ <p>→ Combustible: Coque de petróleo. Factor de emisión:</p> $4,137 \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{tep}} \right]$
	<p>Procesos químicos: Descarbonatación (60%).</p> $\left[\frac{\text{t CO}_2}{\text{t cemento}} \right]_{\text{Descarbonatación}} = \frac{60}{40} \cdot \left[\frac{\text{t CO}_2}{\text{t cemento}} \right]_{\text{Combustión}}$
Emisiones CO ₂ indirectas	<p>Energía eléctrica consumida por tonelada de producto:</p> $110 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{t cemento}} \right]$

Introduciendo estos datos en la plantilla se obtiene un valor de 0,745 tCO₂/t cemento. El factor de emisión es algo mayor si se refiere a toneladas de clínker (0,8-1,04 t CO₂/t clínker), puesto que en la molienda de cemento se adicionan otros minerales y yeso. Todos los cálculos están referidos a cemento gris, en el caso de cemento blanco el consumo energético es algo mayor y por lo tanto las emisiones de CO₂ también.

Figura 17: Plantilla de simulación (fabricación de cemento).

	A	B	C	D
1		UNIDADES	RESULTADOS	PARTICIPACIÓN [%]
2	EMISIONES TOTALES	[t CO ₂ / t producto]	0.745254596	
3	EMISIONES DIRECTAS	[t CO ₂ / t producto]		
4	→Procesos químicos:	[t CO ₂ / t producto]	0.42187317	0.566079259
5	→Combustión:	[t CO ₂ / t producto]	0.28124878	0.377386173
6	Energía térmica consumida por tonelada de producto	[cal/t producto]	680.000.000	
7	Factor de conversión	4,184 [J/cal] · 1/41.850 [tep/MJ]		
8	Factor de emisión del combustible	[t CO ₂ /tep]	4,137	
9	EMISIONES INDIRECTAS	[t CO ₂ / t producto]	0.042132647	0.056534568
10	Energía eléctrica consumida por tonelada de producto	[kWh/ t producto]	110	
11	Emisiones procedentes de la generación eléctrica:	[t CO ₂ /MWh]	0.38302406	
12	TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	ENERGÍA - E_i	FACTOR DE EMISIÓN -	[tCO₂]
13	RÉGIMEN ORDINARIO	[GWh]	[tCO ₂ /MWh]	
14	Hidráulica	26.352		
15	Nuclear	55.102		
16	Carbón (η = 36.1%)	75.028	0.961	72101908
17	Fuel/Gas	10.827	0.7	7578900
18	Ciclo combinado (η = 54%)	72.219	0.372	26865468
19	RÉGIMEN ESPECIAL			
20	No renovables	20.580	0.342	7038360
21	Renovables	36.439		
22	TOTAL:	296.547		113584636

Las emisiones de CO₂ procedentes de 'Procesos químicos' se han calculado a partir de las emisiones procedentes de la combustión, puesto que estas últimas se pueden calcular con exactitud y se sabe que constituyen el 40% de las emisiones directas.

7.2.2 Siderurgia.

En la producción de acero pueden distinguirse 2 procesos o vías, la siderurgia integral y la siderurgia eléctrica (Figura 18). En España del orden del 33% del acero producido procede de la siderurgia integral, mientras que la siderurgia eléctrica produce el 67% restante [16]. Existen otros procesos (como el horno Martin Siemens) pero hoy en día se encuentran en claro retroceso.

- En la 'siderurgia eléctrica' la materia prima que se emplea es chatarra (y en ocasiones prerreducidos de hierro). La energía térmica necesaria para la fusión, proviene de un arco eléctrico que salta entre los electrodos de un horno, llamado 'horno de arco eléctrico'.

Una línea eléctrica (132.000-220.000 V) alimenta a la subestación de la acería, donde se baja la tensión a valores generalmente de 30.000 V, que es la tensión que tiene el primario del transformador del horno; el cual a su vez, baja la tensión de 30.000V a 250-1.200V, tensión necesaria para que salte el arco eléctrico.

Normalmente la potencia aparente de este transformador se encuentra entre 500-1.000 kVA/toneladas de carga. Los pesos de colada en la mayor parte de los hornos actuales oscilan entre 60-150 t de capacidad.

$$\text{Potencia Aparente Transformador [kVA]} = \text{Potencia Aparente unitaria} \left[\frac{\text{kVA}}{\text{t de carga}} \right] \cdot \text{Carga [t de carga]}$$

Generalmente, el horno se alimenta con corriente alterna trifásica (3 electrodos), aunque también existen hornos de corriente continua (2 electrodos), en ese caso previamente hay que rectificar la corriente alterna en continua. El consumo de energía eléctrica es de alrededor de 390 kWh/tonelada de acero producida [16], aunque hay hornos que consumen menos energía, 300 kWh, o incluso menos.

- En la 'siderurgia integral' el proceso es distinto. Se introduce 'mineral de hierro'¹⁶ en un horno (alto horno) donde tras una sucesión de reacciones químicas es reducido (eliminación del oxígeno) y fundido, obteniéndose un producto metálico intermedio llamado 'arrabio'.

El combustible más adecuado y empleado en el alto horno es 'cok siderúrgico' también denominado 'coque'. El cok siderúrgico no solo desempeña la función de aportar calor debido a su combustión, sino que además reduce los óxidos de hierro debido a su alto contenido en carbono y se combina con él para formar un hierro fuertemente carburado (4% Carbono). Para asegurar la combustión del coque y activar la formación de los gases reductores se insufla a presión aire caliente.

El cok siderúrgico es el producto de la destilación del carbón en una cámara cerrada a alta temperatura. La coquización deja como subproducto además un gas de alto poder calorífico (4.500 kcal/Nm³), que puede ser utilizado como combustible en otros procesos.

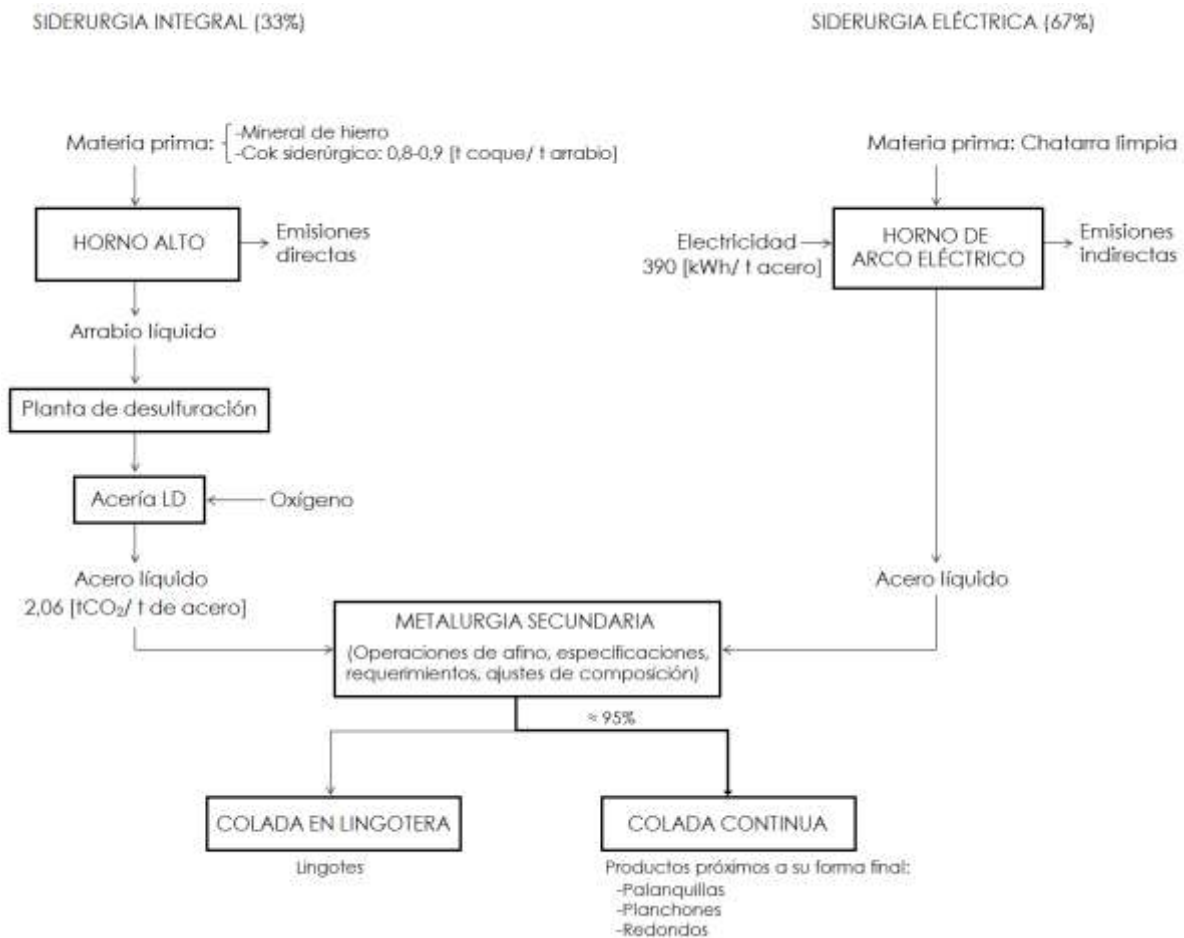
El arrabio líquido contiene gran cantidad de impurezas y elementos que deben eliminarse o variarse, ajustando su composición ya fuera del horno. Normalmente se reduce su contenido en azufre en una planta de desulfuración, y posteriormente es afinado en la 'acería LD' para obtener acero líquido.

El afino del arrabio consiste soplar oxígeno mediante una lanza refrigerada en lo que se conoce como el convertidor, con el fin de oxidar el exceso de carbono (descarburar). Existen más reacciones, pero la descarburación es la más importante.

Aunque es difícil evaluar las emisiones de CO₂ de la siderurgia integral puesto que tienen lugar complejas reacciones químicas y existen gran cantidad de instalaciones auxiliares; se estima un promedio de 2,06 tCO₂/t de acero [3].

¹⁶ El Hierro se encuentra en la naturaleza en forma de óxidos y carbonatos de hierro.

Figura 18: Diagrama de proceso simplificado de la producción de acero.



Los productos de la colada son productos semiterminados, y necesitan ser laminados en caliente para salir al mercado con la forma, dimensiones y propiedades adecuadas.

Con el fin de mejorar el rendimiento energético y disminuir stocks, siempre que el proceso lo permita, no se deja que estos productos semiterminados se enfríen completamente después de la solidificación, sino que se introducen en hornos de recalentamiento para que alcancen la temperatura adecuada, antes de pasar al tren de laminación.

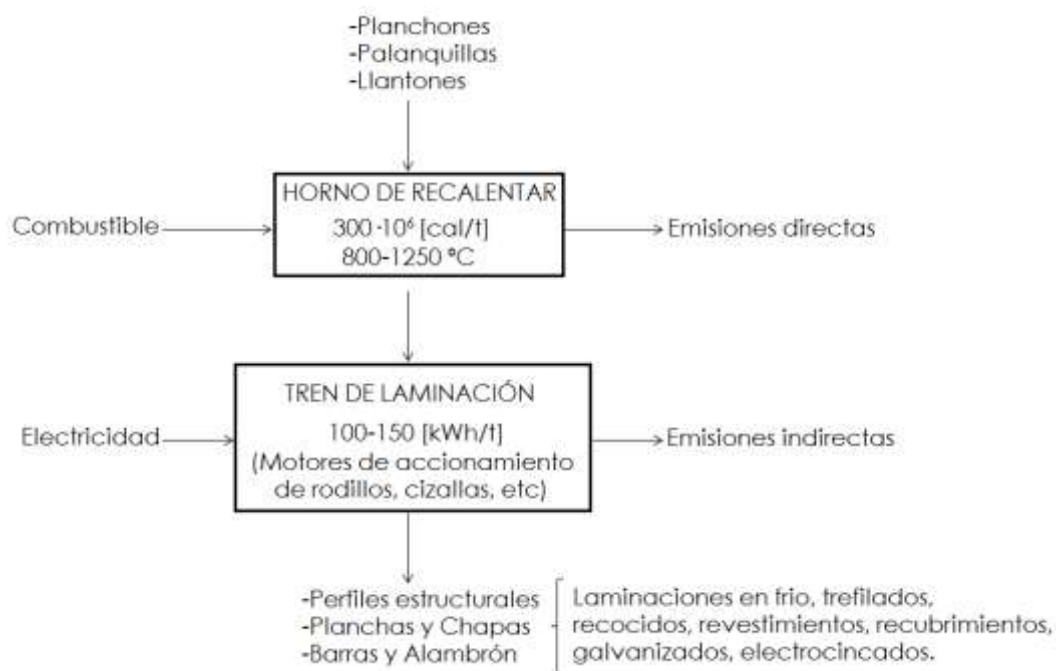
Uno de los motivos por los que se hace esto, además de la recristalización que conlleva, es disminuir la resistencia a la deformación del acero, ya que ésta disminuye con la temperatura, reduciéndose de esta forma el consumo de energía por parte de los rodillos de laminación, ya que la fuerza necesaria para deformar es menor.

La energía térmica necesaria para calentar procede de la combustión:

-Las siderurgias integrales utilizan como combustible una mezcla de gases resultantes de la coquización y gases del horno alto, ambos generados en la propia factoría.

-Las siderúrgicas no integrales se utilizan combustibles exteriores; gasoil, fuelóleo aunque tiende a imponerse gas natural, siempre que exista una red de acometida de gas.

Figura 19 [16] y [17]: Laminación en caliente.



Por último, a partir de aquí, cabe mencionar que cuantas más transformaciones (laminaciones en frío, trefilados) y/o tratamientos (recocidos, revestimientos, recubrimientos, galvanizados, electrocincados) posteriores requiera un acero en cuestión, más energía se consumirá y mayor serán las emisiones de CO₂.

Tabla 18: Datos para el cálculo de las emisiones de CO₂ en la producción de acero (Siderurgia no integral).

Emisiones CO ₂ directas	Combustión: Horno Laminación en caliente. → Energía térmica consumida por tonelada de producto: $300 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{cal}}{\text{t acero}} \right]$ → Combustible: Gas natural. Factor de emisión: $2,337 \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{tep}} \right]$
	Procesos químicos:
Emisiones CO ₂ indirectas	Energía eléctrica consumida por tonelada de producto: $390 + 125 = 515 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{t acero}} \right]$

Introduciendo los datos de la Tabla 18 en la plantilla se obtiene un valor de 0,267 tCO₂/t acero.

Figura 20: Plantilla de simulación (producción de acero).

	A	B	C	D
1		UNIDADES	RESULTADOS	PARTICIPACIÓN [%]
2	EMISIONES TOTALES	[t CO ₂ / t producto]	0.267350638	
3	EMISIONES DIRECTAS	[t CO ₂ / t producto]		
4	→Procesos químicos;	[t CO ₂ / t producto]		0
5	→Combustión;	[t CO ₂ / t producto]	0.070093247	0.262177221
6	Energía térmica consumida por tonelada de producto	[cal/t producto]	300.000.000	
7	Factor de conversión	4.184 [J/cal] · 1/41.850 [tep/MJ]		
8	Factor de emisión del combustible	[t CO ₂ /tep]	2.337	
9	EMISIONES INDIRECTAS	[t CO ₂ / t producto]	0.197257391	0.737822779
10	Energía eléctrica consumida por tonelada de producto	[kWh/ t producto]	515	
11	Emisiones procedentes de la generación eléctrica	[t CO ₂ /MWh]	0.38302406	
12	TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	ENERGÍA - Ei	FACTOR DE EMISIÓN i	[tCO₂]
13	RÉGIMEN ORDINARIO	[GWh]	[tCO ₂ /MWh]	
14	Hidráulica	26.352		
15	Nuclear	55.102		
16	Carbón (η = 36,1%)	75.028	0.961	72101908
17	Fuel/Gas	10.827	0.7	7578900
18	Ciclo combinado (η = 54%)	72.219	0.372	26865468
19	RÉGIMEN ESPECIAL			
20	No renovables	20.580	0.342	7038360
21	Renovables	36.439		
22	TOTAL:	296.547		113584636

8. CONCLUSIONES.

- Durante la realización del proyecto y después de analizar la información presentada, se han obtenido las siguientes conclusiones generales:

1. El régimen de derechos de emisión está creando y va a crear, en mayor o menor medida, un sobrecoste en sectores afectados.

Mercados y cotización de CO₂:

2. Todos los estudios apuntan a que el precio de las EUAs se situará en torno a los 20€ a finales de 2012, y alcanzará los 30€ en 2020.

3. Se considera que hasta que la tonelada de CO₂ no supere los 50€ en el mercado, es muy improbable que se contemple la posibilidad de reemplazar un combustible por otro en un proceso industrial.

4. Aunque a día de hoy, los 'mercados OTC' siguen acaparando la mayor parte de las operaciones de compraventa de derechos de emisión, las 'bolsas de CO₂' empiezan a consolidarse, adquiriendo mayor protagonismo. Además, no se descarta que aparezcan en España plataformas paralelas a SENDECO₂.

Eficiencia energética y renovables:

5. Las fuentes de energía renovable y la eficiencia energética, mediante la reducción del consumo de energía y el uso de combustibles alternativos (como por ejemplo está ocurriendo en el sector cementero), se posicionan como dos instrumentos fundamentales para reducir las emisiones.

6. Las fuentes de energía renovable se benefician indirectamente del régimen de derechos de emisión, ayudándolas a ser más competitivas respecto a otras tecnologías.

7. Parece ser que España finalmente pudiera cumplir el Protocolo de Kioto, gracias al descenso de la intensidad energética y a la incursión de las renovables.

Post-Kioto:

8. Aunque exceptuando el sector de la generación eléctrica, el porcentaje de instalaciones que van a recibir derechos de emisión de forma gratuita es alto (debido a la posibilidad de que se produjese una pérdida de su competitividad) es probable que la mayoría de las instalaciones necesiten comprar en mayor o menor medida derechos de emisión a partir de 2013, debido a que se las va a exigir una mayor eficiencia:

-Por una parte, el techo europeo de emisiones irá descendiendo anualmente un 1'74%, como consecuencia de esto es probable que el precio de la tonelada de CO₂ vaya subiendo, debido a la mayor escasez de títulos en el mercado.

-Por otro lado, el número de derechos que se asignan gratuitamente a partir de 2012 se determina a partir del 10% de las instalaciones más eficientes del sector en cuestión, esto implica una mayor eficiencia energética para el 90% restante.

Además, debido a este motivo, es probable que los sectores con intensidades de emisión heterogéneas reciban menos derechos en relación con otros sectores más homogéneos (cemento), teniendo que hacer los primeros un mayor esfuerzo de reducción de emisiones.

Sector de la generación de electricidad:

9. El mayor esfuerzo de reducción de emisiones, ha recaído y va a recaer en el sector de la generación de electricidad:

-Por su capacidad de actuar en el mix de generación.

-Porque se considera que el resto de sectores están mucho más expuestos a una pérdida de competitividad.

10. El sector de la generación de electricidad ha reducido considerablemente su tasa de emisiones, llegando a valores mucho más bajos que los de la media europea (0'4 tCO₂/MWh).

11. El que el sector de la generación de electricidad tenga que comprar a partir de 2013, el 100% de sus derechos de emisión de CO₂, no hará sino aumentar aún más sus costes de generación.

Si se internaliza este coste en el precio de la electricidad, los sectores industriales que más se verían afectados ante esta situación serían la producción y conformación de acero y metales no férreos, ya que la electricidad supone algo más del 60% de sus consumos de energía.

- Finalmente, se considera que se han cumplido los objetivos marcados al inicio del proyecto, aunque no es fácil cuantificar con certeza cómo la economía de las empresas se verá afectada en el futuro por el régimen de derechos de emisión; un régimen cambiante donde influyen muchos factores de forma conjunta y que requiere de un análisis global.

Por otra parte, la realización del proyecto ha permitido al alumno afianzar y consolidar los conocimientos y habilidades adquiridos a lo largo de la titulación, especialmente en materia de energía y electricidad; además de los conocimientos adquiridos al abordar un tema prácticamente nuevo aunque cada vez más presente y que habrá que tenerlo en cuenta en el futuro.

También se han potenciado otras habilidades como la resolución de problemas, la búsqueda de información, la elaboración de documentos y el manejo de hojas de cálculo.

9. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Ingeniería Ambiental. Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid. 2009.
- [2] 'Inventario de gases de efecto invernadero de España, edición 2011 (serie 1990-2009)'. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. (<http://www.marm.es>).
- [3] Título: 'El CO₂ y la industria en España. De la primera asignación de derechos a la etapa post-Kioto'. Autores: Cristina Riestra, Antonio López, Eduardo González. Dirección General de Industria del MITYC y Oficina Española de Cambio Climático del MARM.
- [4] 'Executive board annual report 2010'. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC).
- [5] Conferencia: 'Comercio de derechos de emisión en la industria', realizada el 12 de abril de 2011 en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid. (http://www.coiim.es/rrii/Paginas/comercio_emisiones.aspx?PageView=Shared&ToolPaneView=2)
- [6] 'El comercio de derechos de emisión en España. Guía explicativa'. Julio, 2009. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. (<http://www.marm.es>).
- [7] Ingeniería Energética. Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid. 2009.
- [8] Instituto Nacional de Estadística de España. (<http://www.ine.es>). Octubre, 2011.
- [9] 'La energía en España 2009'. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (<http://www.mityc.es>).
- [10] 'Resumen del Plan de Energías Renovables 2011-2020'. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (<http://www.mityc.es>). IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (www.idae.es). Borrador Julio, 2011.
- [11] 'Plan de Energías Renovables en España 2005-2010'. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (<http://www.mityc.es>). IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (www.idae.es). Agosto, 2005.
- [12] Red Eléctrica de España. (<http://www.ree.es>). Septiembre, 2011.
- [13] 'El sistema eléctrico español', 2003-2010. Red Eléctrica de España. (<http://www.ree.es>).
- [14] 'Climate and Electricity Annual 2011'. International Energy Agency. (<http://www.iea.org>)
- [15] 'Guía de Mejores Técnicas Disponibles en España de fabricación de cemento'. Julio, 2003. Ministerio de Medio Ambiente. (<http://www.marm.es>).
- [16] 'La fabricación del acero'. UNESID, Unión de Empresas Siderúrgicas. Edición 2002. (<http://www.unesid.org>).
- [17] 'Guía tecnológica: Laminado en caliente'. Fundación Entorno, Empresa y Medio Ambiente.
- [18] 'Directiva 2003/87/CE. Comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la UE. Guía básica, 50 preguntas y respuestas'. Manuel Bustos. Associació de Productors d'Energies Renovables - APPA. Junio, 2004. (<http://www.appa.es>)
- [19] Título: 'La bolsa de CO₂'. Autor: Sogorb Mira, Francisco. Texto publicado en: Noticias de la Unión Europea. N. 311, p. 85-95. Diciembre, 2010.
- [20] Registro Nacional de Derechos de Emisión de GEIs. (<http://www.renade.es>). Junio, 2011.
- [21] Sistema Electrónico de Negociación de Derechos de Emisión de CO₂. (<http://www.sendeco2.com>). Junio, 2011.
- [22] Agrupación de fabricantes de cemento de España. (<http://www.oficemen.com>). Noviembre, 2011.
- [23] Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- [24] DIRECTIVA 2003/87/CE del parlamento europeo y del consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.
- [25] LEY 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- [26] LEY 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo.
- [27] Decisión 2010/2/UE de la Comisión, por la que se determinan de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, una lista de los sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono.

10. ANEXOS.

ANEXO I. Gases considerados como de efecto invernadero, contemplados en el Protocolo de Kioto y que se ven afectados por la normativa de derechos de emisión.

ANEXO II. Instalaciones afectadas por el régimen de derechos de emisión, hasta el 31 de diciembre de 2012.

ANEXO III. Instalaciones afectadas por el régimen de derechos de emisión, a partir del 1 de enero de 2013.

ANEXO IV. Relación de actividades de la Figura 5.

ANEXO I.	
Dióxido de carbono	CO ₂
Metano	CH ₄
Óxido nitroso	N ₂ O
Hidrofluorocarbonos	HFCs
Perfluorocarbonos	PFCs
Exafluoruro de azufre	SF ₆

ANEXO II	
Actividades Energéticas	<p>1. Instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW, incluyendo:</p> <p>a) Instalaciones de producción de energía eléctrica de servicio público.</p> <p>b) Instalaciones de cogeneración con independencia del sector en el que den servicio.</p> <p>2. Refinerías de hidrocarburos.</p> <p>3. Coquerías.</p>
Metales Férreos	<p>1. Instalaciones de calcinación o sinterización de minerales metálicos incluido el mineral sulfurado.</p> <p>2. Instalaciones para la producción de arrabio o de acero (fusión primaria o secundaria), incluidas las correspondientes instalaciones de colada continua con una capacidad de más de 2,5 toneladas por hora.</p>
Industrias Minerales	<p>1. Instalaciones de fabricación de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - cemento sin pulverizar ("clinker") en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 500 toneladas diarias. - cal en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día, o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día. <p>2. Vidrio incluida la fibra de vidrio, con una capacidad de fusión superior a 20 toneladas por día.</p> <p>3. Productos cerámicos mediante horneado, en particular de tejas, ladrillos, ladrillos refractarios, azulejos, gres cerámico o porcelanas, con una capacidad de producción superior a 75 toneladas por día, y una capacidad de horneado de más de 4 m³ y/o de más de 300 kg/m³ de densidad de carga por horno.</p>
Otras Actividades	<p>Instalaciones de fabricación de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - pasta de papel a partir de madera o de otras materias fibrosas. - papel o cartón con una capacidad de producción de más de 20 toneladas diarias.

ANEXO III	
Actividades Energéticas	<p>1. Instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW, incluyendo:</p> <p>a) Instalaciones de producción de energía eléctrica de servicio público.</p> <p>b) Instalaciones de cogeneración con independencia del sector en el que den servicio.</p> <p>2. Refinerías de hidrocarburos.</p> <p>3. Coquerías.</p>
Metales Féreos	<p>1. Instalaciones de calcinación o sinterización, incluida la peletización, de minerales metálicos incluido el mineral sulfurado.</p> <p>2. Instalaciones para la producción de arrabio o de acero (fusión primaria o secundaria), incluidas las correspondientes instalaciones de colada continua con una capacidad de más de 2,5 toneladas por hora.</p> <p>3. Producción y transformación de metales féreos (como ferroaleaciones) cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW. La transformación incluye, entre otros elementos, laminadores, recalentadores, hornos de recocido, forjas, fundición, y unidades de recubrimiento y decapado.</p>
Metales no Féreos	<p>1. Producción de aluminio primario y secundario.</p> <p>2. Producción de aluminio secundario cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW.</p> <p>3. Producción y transformación de metales no féreos, incluida la producción de aleaciones, el refinado, el moldeado en fundición, etc., cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total (incluidos los combustibles utilizados como agentes reductores) superior a 20 MW.</p>
Industrias Minerales	<p>1. Instalaciones de fabricación de:</p> <ul style="list-style-type: none"> -cemento sin pulverizar («clinker») en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 500 toneladas diarias o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día. -cal (o calcinación de dolomita o magnesita) en hornos rotatorios o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas diarias. -vidrio (incluida la fibra de vidrio), con una capacidad de fusión superior a 20 toneladas por día. -productos cerámicos mediante hornado (en particular de tejas, ladrillos refractarios, azulejos, gres cerámico o porcelanas), con una capacidad de producción superior a 75 toneladas por día. -material aislante de lana mineral utilizando cristal, roca o escoria, con una capacidad de fusión superior a 20 toneladas por día. <p>2. Instalaciones de secado o calcinación de yeso o producción de placas de yeso laminado y otros productos de yeso, cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW.</p>
Industria Química	<p>1. Producción de negro de humo, incluida la carbonización de sustancias orgánicas como aceites, alquitranes y residuos de craqueo y destilación, cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW.</p> <p>2. Producción de ácido nítrico, ácido adípico, ácido de glioxal, ácido glioxílico, amoníaco, carbonato sódico (Na_2CO_3) y bicarbonato de sodio (NaHCO_3).</p> <p>3. Fabricación de productos químicos orgánicos en bruto mediante craqueo, reformado, oxidación parcial o total, o mediante procesos similares, con una capacidad de producción superior a 100 toneladas por día.</p> <p>4. Producción de hidrógeno (H_2) y gas de síntesis mediante reformado u oxidación parcial, con una capacidad de producción superior a 25 toneladas por día.</p>

Otras Actividades	1. Instalaciones de fabricación de:
	<p>-pasta de papel a partir de madera o de otras materias fibrosas.</p> <p>-papel o cartón con una capacidad de producción de más de 20 toneladas diarias.</p> <p>2. Captura de CO₂ de aquellas instalaciones afectadas por el comercio de emisiones con fines de transporte y almacenamiento geológico en un emplazamiento de almacenamiento.</p>

ANEXO IV		
CNAE-93	CNAE-09	TIPO DE ACTIVIDAD
CEMENTO, CAL y YESO		
26.5	23.5	Fabricación de Cemento, Cal y Yeso.
26.6	23.6	Fabricación de elementos de Hormigón, Cemento y Yeso.
	23.61	Fabricación de elementos de hormigón para la construcción.
	23.62	Fabricación de elementos de yeso para la construcción.
	23.63	Fabricación de hormigón fresco.
	23.64	Fabricación de mortero.
	23.65	Fabricación de fibrocemento.
	23.69	Fabricación de otros productos de hormigón, yeso y cemento.
SIDERURGIA y FUNDICIÓN		
27.1	24.1	Fabricación de productos básicos de hierro, acero y ferroaleaciones.
27.2	24.2	Fabricación de tubos, tuberías, perfiles huecos y sus accesorios, de acero.
27.3	24.3	Fabricación de otros productos de primera transformación del acero.
	24.31	Estirado en frío.
	24.32	Laminación en frío.
	24.33	Producción de perfiles en frío por conformación con plegado.
	24.34	Trefilado en frío.
27.5	24.5	Fundición de metales.
	24.51	Fundición de Hierro.
	24.52	Fundición de Acero.
QUÍMICA y GASES INDUSTRIALES		
24.1	20	Industria química.
	20.1	Fabricación de productos químicos básicos. (Gases industriales, colorantes y pigmentos, química orgánica e inorgánica, fertilizantes y compuestos nitrogenados, plásticos y caucho sintético en formas primarias).
24.2	20.2	Fabricación de pesticidas y otros productos agroquímicos.
24.3	20.3	Fabricación de pinturas, barnices y revestimientos similares, tintas de imprenta y masillas.
24.5	20.4	Fabricación de jabones, detergentes y otros artículos de limpieza y abrillantamiento, perfumes, cosméticos.
24.6	20.5	Fabricación de otros productos químicos (explosivos, colas y aceites esenciales).
24.7	20.6	Fabricación de fibras artificiales y sintéticas.
24.4	21	Fabricación de productos farmacéuticos.
METALES NO FÉRREOS.		
27.4	24.4	Producción y primera transformación de metales preciosos y otros metales no férreos.
27.41	24.41	Producción de metales preciosos.
27.42	24.42	Producción de aluminio.
27.43	24.43	Producción de plomo, zinc y estaño.
27.44	24.44	Producción de cobre.
27.45	24.45	Producción de otros metales no férreos.
PASTA PAPELERA, PAPEL y CARTÓN.		
21	17	Industria del papel.
21.1	17.1	Fabricación de pasta papelera, papel y cartón.
21.2	17.2	Fabricación de artículos de papel y cartón (envases y embalajes).

